

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Distribuição Angular da Radiação Solar: Aplicação do Modelo de Perez

Joana Portela Monteiro Baptista

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Professor Doutor Miguel Centeno Da Costa Ferreira Brito

Resumo

Uma descrição adequada da distribuição angular da radiação solar é um factor relevante para um conjunto muito diverso de aplicações como a avaliação de potencial solar ou a análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos.

A distribuição angular da radiação solar é condicionada por duas componentes: a radiação direta, cuja descrição matemática é bem conhecida, e a radiação difusa, que devido à sua natureza é mais difícil de modelar. Entre outras abordagens para a determinação da distribuição angular da radiação difusa mais ou menos sofisticadas, o modelo de Perez é um modelo empírico que considera as contribuições de um fundo isotópico, uma componente circumsolar e outra do horizonte, para além da contribuição da luz reflectida na envolvente.

O objectivo da presente dissertação é o teste do modelo de Perez em Portugal, para superfícies com inclinações diferentes. Para o efeito, foram analisados dados de radiação solar direta e difusa, medidos na horizontal, e dados de geração fotovoltaica de diferentes módulos com inclinações diferentes em duas localizações. Os dados experimentais foram adquiridos em Seia e Faro, nos laboratórios SunLabs, da EDP Inovação.

Para proceder ao teste do modelo de Perez, foi ainda necessário implementar um modelo empírico de conversão de radiação solar em geração fotovoltaica. Globalmente, os resultados obtidos para ambas as localizações sugerem que a utilização do modelo de Perez não introduz erros significativos na estimativa da produção fotovoltaica no plano inclinado.

Palavras-Chave: Distribuição angular da radiação difusa, modelo de Perez, validação

Abstract

A good description of the angular distribution of solar radiation is a key factor for a very wide range of applications, such as the assessment of the solar potential or the analysis of the performance of photovoltaic systems.

The angular distribution of solar radiation is conditioned by two components: the direct radiation, whose mathematical description is well known, and the diffuse radiation, which, due to its nature, is more difficult to model. Among other approaches – more or less sophisticated – for the determination of the angular distribution of diffuse radiation, the Perez model is an empirical model which takes into account the contributions of an isotropic background, a circumsolar and an horizon related components and also the contribution of the light reflected in the surroundings.

The goal of the present dissertation is to assess the Perez model in Portugal, for surfaces with different tilt angles. For the effect, direct and diffuse solar radiation data as well as photovoltaic production data obtained in modules with different tilt angles in two locations were analysed. The experimental data were collected in Seia and Faro, at the SunLabs of EDP Inovação.

In order to assess the Perez model, it was also necessary to implement an empirical model for the conversion of solar radiation into photovoltaic generation. The overall results obtained for both locations suggest that the Perez model does not insert significant errors in the estimation of the photovoltaic production in tilted surfaces.

Keywords: Angular distribution of diffuse radiation, Perez model, validation

Índice

Resumo.....	ii
Abstract	ii
Índice de Figuras	iv
Índice de Tabelas.....	v
Agradecimentos.....	vii
Simbologia e Notações.....	viii
Capítulo 1 – Introdução.....	9
Capítulo 2 – Estado da arte	10
2.1. Modelos isotrópicos e pseudo-isotrópicos	10
2.2. Modelos anisotrópicos I	11
2.3. Modelos anisotrópicos II.....	13
Capítulo 3 – Metodologia.....	16
3.1. Modelo de Perez.....	16
3.2. Modelo de conversão fotovoltaica	20
3.3. Cálculo de erros para aferição dos modelos	22
Capítulo 4 – Dados.....	23
4.1. Montagem experimental.....	26
4.2. Dados experimentais	28
Capítulo 5 – Resultados	41
5.1. Validação do modelo de conversão fotovoltaica.....	41
5.1.1. Comparação da geração fotovoltaica medida e calculada para módulos horizontais	41
5.1.2. Eficiência dos painéis horizontais	44
5.2. Validação do modelo de distribuição angular da radiação	48
5.2.1. Resultados da aplicação do modelo.....	48
5.2.2. Desvios entre resultados do modelo e dados experimentais	51
5.2.3. Efeito da fração de radiação difusa	56
5.2.4. Efeito da altura solar	60
5.2.5. Efeito do ângulo de incidência	64
5.3. Considerações finais.....	67
Capítulo 6 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	69
Referências Bibliográficas	70

Índice de Figuras

Figura 1 - Variação angular da intensidade da radiação difusa em condições de céu coberto. Adaptado de Iqbal [4]	12
Figura 2 - Metodologia utilizada na implementação do modelo de Perez	17
Figura 3 - Metodologia utilizada na determinação de $PSTC'$	21
Figura 4 - Três das seis tríades de módulos fotovoltaicos idênticos (um instalado na horizontal, outro na inclinação ótima e outro na vertical) existentes no SunLab de Seia. Todos os módulos inclinados se encontram orientados para Sul. Autoria de Sérgio Amaral.....	24
Figura 5 - Vista aérea do SunLab de Seia (imagem retirada do Google Earth). Pode observar-se que o solo se encontra coberto por vegetação e que a envolvente se encontra relativamente livre de obstruções.....	24
Figura 6 - Módulos fotovoltaicos do SunLab de Faro (no momento em que foi tirada a fotografia, alguns dos módulos ainda não tinham sido instalados). No lado esquerdo da fotografia, pode observar-se, em segundo plano, a estação meteorológica automática. Autoria de Sérgio Amaral ..	25
Figura 7- Vista aérea do SunLab de Faro (imagem retirada do Google Earth). Pode observar-se que os módulos fotovoltaicos se encontram sobre um pavimento esbranquiçado, o que poderá ter um impacto relevante na radiação refletida sobre os módulos não-horizontais.	25
Figura 8 - Representação da estrutura de 18 módulos fotovoltaicos, instalada em cada um dos SunLabs da EDP Inovação. As letras A, B, C, D, E e F designam tríades de painéis de um mesmo modelo. Tendo um propósito meramente esquemático, a figura não se encontra feita à escala.	26
Figura 9 - Irradiância global horizontal (em W/m^2) medida no SunLab de Seia ao longo de cada dia do ano de 2015.	29
Figura 10 - Irradiância difusa horizontal (em W/m^2) medida no SunLab de Seia ao longo de cada dia do ano de 2015.	30
Figura 11- Distribuição das frações de irradiância difusa horizontal (%) e dos valores de irradiância global horizontal (em W/m^2) medidos no SunLab de Seia em 2015.....	30
Figura 12 - Potência gerada (em W) nos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna A, em Seia, ao longo de 2015.	32
Figura 13 - Distribuição dos valores de geração fotovoltaica (em W) medidos, em 2015, em cada um dos três módulos ($\beta=90^\circ$, $\beta=\varphi$ e $\beta=0^\circ$) da coluna A de Seia.	33
Figura 14- Temperatura (em $^\circ C$) dos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna A, em Seia, ao longo de 2015.	34
Figura 15 - Irradiância global horizontal (em W/m^2) medida no SunLab de Faro ao longo de cada dia do ano de 2014	35
Figura 16 - Irradiância difusa horizontal (em W/m^2) medida no SunLab de Faro ao longo de cada dia do ano de 2014	36
Figura 17 - Histogramas com a distribuição das irradiâncias globais e das frações de difusa medidas na horizontal.....	36
Figura 18 - Potência gerada (em W) nos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna C, em Faro, ao longo de 2014.....	38
Figura 19 - Distribuição dos valores de geração fotovoltaica (em W) medidos, em 2014, em cada um dos três módulos ($\beta=90^\circ$, $\beta=\phi$ e $\beta=0^\circ$) da coluna C de Faro.	38

Figura 20 - Figura blablabla- Temperatura (em °C) dos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna C, em Faro, ao longo de 2014.	40
Figura 21 - Comparação da geração fotovoltaica calculada (na figura do lado esquerdo, com base na eficiência da data sheet e na figura do lado direito, com base na eficiência corrigida) com a geração fotovoltaica medida no módulo horizontal do modelo D existente no SunLab de Faro	41
Figura 22 - Desfasamentos entre a irradiância medida (a preto) e a geração fotovoltaica medida (a cor-de-rosa) no módulo horizontal da coluna F, no SunLab de Faro. De modo a facilitar a comparação, os valores de geração foram divididos pela eficiência do painel e pela área do mesmo (eixo dos yy em W/m ²). Na situação A, o decréscimo abrupto na produção precede o decréscimo abrupto registado para a radiação e na situação B pode observar-se o efeito contrário.	48
Figura 23 - Geração fotovoltaica medida (em W), ao longo de 2015, nos módulos da coluna A de Seia instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical (de cima para baixo)	49
Figura 24 - Geração fotovoltaica medida (em W), ao longo de 2014, nos módulos da coluna C de Faro instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical (de cima para baixo)	50
Figura 25 -Boxplots que traduzem a distribuição dos desvios obtidos. Na coluna esquerda, apresentam-se os resultados obtidos para Seia e na coluna direita os resultados obtidos para Faro. A primeira linha corresponde aos módulos horizontais, a segunda aos módulos inclinados e a terceira aos módulos verticais.	53
Figura 26- Desvios (em W) obtidos entre a produção calculada e a produção medida nos módulos instalados na horizontal, inclinação ótima e vertical (de cima para baixo) da coluna A de Seia, ao longo de 2015	54
Figura 27 - Desvios (em W) obtidos entre a produção calculada e a produção medida nos módulos instalados na horizontal, inclinação ótima e vertical (de cima para baixo) da coluna C de Faro, ao longo de 2014.....	56
Figura 28 - nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Seia, em função da fração de difusa.....	57
Figura 29 - nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Faro, em função da fração de difusa	59
Figura 30 - nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Seia, em função da altura solar	61
Figura 31 – nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Faro, em função da altura solar	63
Figura 32 – nMBE, nMAE e nRMSE em função do ângulo de incidência em Seia.....	65
Figura 33 - nMBE, nMAE e nRMSE em função do ângulo de incidência para Faro	66

Índice de Tabelas

Tabela 1- Subcoeficientes de irradiância para cada uma das classes de claridade do céu.	19
Tabela 2 - Características elétricas, nas condições STC, dos módulos fotovoltaicos dos seis modelos - especificações recolhidas das datasheets dos módulos. A: FS-380, da First Solar; B: YL250P-29b, da Yingli Solar; C: S 220M60 Professional, da CentroSolar; D: EDP220P-A, da MPrime; E: JKM250P, da Jinko Solar; F: WSG0036E080, da Würth Solar.....	27
Tabela 3 - Resultados das regressões lineares efetuadas entre os valores de geração fotovoltaica calculados (com e sem correcção da eficiência) para os módulos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia e os valores de geração medidos nos mesmos	42

Tabela 4 - Valores de normalized Mean Bias Error (nMBE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia	43
Tabela 5 - Tabela blablabla – Valores de normalized Mean Absolute Error (nMAE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia	43
Tabela 6 - Eficiências teóricas e eficiências reais dos módulos fotovoltaicos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia	44
Tabela 7 - Valores de normalized Mean Bias Error (nMBE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Seia	45
Tabela 8 - Valores de normalized Mean Absolute Error (nMAE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Seia	46
Tabela 9 - Valores de normalized Mean Bias Error (nMBE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro	46
Tabela 10 - Valores de normalized Mean Absolute Error (nMAE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro	47
Tabela 11 - Médias (e coeficientes de variação, “c.v.”) dos valores dos erros médios anuais obtidos para os módulos horizontais, para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais instalados nos SunLabs de Seia e de Faro. Os valores médios que aqui se apresentam dizem respeito aos resultados obtidos para todos os módulos de uma mesma inclinação considerados em cada um dos SunLabs	67

Agradecimentos

Agradeço à EDP Inovação por ter possibilitado a realização deste trabalho ao ceder os dados recolhidos nos seus SunLabs. Agradeço, em particular, à Doutora Filipa Reis, por ter estado sempre disponível para responder às minhas (muitas) dúvidas acerca dos equipamentos e das condições experimentais.

Também não posso deixar de mencionar algumas outras pessoas a quem estou ternamente grata, nomeadamente:

- O Professor Miguel Brito, por me ter orientado sabiamente, por ter estado sempre presente e disponível, por ter acreditado que eu conseguia (o que implicou ter tido uma boa dose de fé), por ter respondido prontamente às centenas de e-mails aflitos enviados do juro.que.isto.eh.um.email@gmail.com sem se queixar (ou pelo menos sem que eu tenha ouvido as queixas), por ter feito muito mais do que aquilo que tinha de fazer, por me proibir de me preocupar e por me obrigar a andar sempre com um sorriso na cara; em suma: por ser incrivelmente fixe.
- O Rodrigo, por ter estado sempre atento e disponível para ajudar em tudo o que podia, por ter enriquecido este trabalho com sugestões interessantes, por me ajudar a manter as minhas funções vitais lembrando-me de que às vezes preciso de comer e de dormir, por refilar comigo por eu não comentar os códigos em MATLAB e por ser um refilão super fixe.
- Os resistentes do open space: a Sara (por toda a força e inspiração e pela sagrada ventoinha!), o Pó (por me ter acompanhado nas noites e nas esquisitices e também pelos *gummy bears*!), o Pedro (pelos figos e sobretudo pelas figas), o Ivo (por me ter ajudado a desfazer uns quantos “nós” no código do tratamento de dados), a Raquel (pela motivação e também por me lembrar de descansar e de comer), o Ângelo (por me ter aturado e por me ter emprestado o computador), o Filipe (por também me ter deixado parasitar o computador), a Rita (pela boa disposição e por me esclarecer dúvidas sobre as papeladas do MIT)
- A minha Mãe, por ter aturado com toda a compreensão o meu stress, o mau-humor e as crises de hipocondria e por ter estado sempre pronta para me alegrar e para me apoiar – como tem feito, aliás, ao longo de toda a minha vida
- O meu avô Artur e a Liliana, por terem estado sempre atentos e disponíveis para ajudar e por me raptarem da faculdade para ir comer gelados
- A minha tia Sofia, por ter ligado todas as semanas a contagiar-me com a sua motivação e a oferecer-se para ajudar
- A minha prima Helena, também pela motivação e pela disponibilidade para ajudar
- A Elodie e a Marta, por serem das melhores amigas que uma pessoa pode ter
- A Cuca, por ser quase uma irmã e por lhe sobrar força e energia para me transmitir, mesmo tendo um bebé irrequieto na barriga
- A toda a equipa de monitores do Pavilhão do Conhecimento, por terem sido a minha segunda família ao longo deste ano

E a todas as outras pessoas que, mais direta ou indiretamente, também contribuíram para este trabalho. Tendo a sorte de estar rodeada por tantas pessoas fantásticas, fazer esta tese foi (quase! – não fosse a *deadline* tão apertada...) “easy peasy”.

Simbologia e Notações

α	Altura Solar (°)
β	Inclinação (°)
δ	Declinação Solar (°)
Δ	Brilho do céu
ε	Claridade do céu
η	Eficiência
θ_i	Ângulo de Incidência (°)
θ_z	Ângulo Zenital (°)
λ	Longitude (°)
ρ	Albedo do solo
φ	Latitude (°)
ψ	Ângulo Formado entre o Eixo Norte/Sul e o Plano do Painel (°)
ω	Ângulo horário Solar (°)
A	Área do Módulo
BNI	Irradiância direta incidente num plano perpendicular à radiação
BHI	Irradiância direta incidente no plano horizontal
BTI	Irradiância direta incidente no plano inclinado
DHI	Irradiância difusa incidente no plano horizontal
DTI	Irradiância difusa incidente no plano inclinado
F_1	Coefficiente de anisotropia circumsolar
F_2	Coefficiente de anisotropia zenital/horizontal
GHI	Irradiância global incidente no plano horizontal
GTI	Irradiância global incidente no plano inclinado
I_0	Irradiância global extraterrestre
J	Dia juliano
m	Massa de ar óptica relativa
t_{loc}	Hora local (h)
t_{sol}	Hora solar (h)

Capítulo 1 – Introdução

Num contexto de alteração do paradigma energético, com o aumento da disseminação de tecnologias de fontes de energia renovável em modelos de produção distribuída, o aproveitamento da energia solar fotovoltaica nas cidades é uma tendência emergente e inexorável. O projeto PVCITY, em que se integra o presente trabalho, explora o potencial fotovoltaico em meio urbano. Para avaliar corretamente esse potencial, é fundamental dispor de estimativas tão rigorosas quanto possível da irradiância global disponível nas condições em que seriam instalados os módulos fotovoltaicos. Estes podem ser instalados na orientação e na inclinação que permite maximizar a produção anual (geralmente a inclinação ótima corresponde à latitude do local) ou, se integrados em edifícios, com a orientação e inclinação das superfícies onde são instalados. As instalações fotovoltaicas verticais, mesmo não dispondo de condições ótimas de irradiância, poderiam ser também boas opções para aproveitar a área de algumas fachadas livres. Isto significa que, na prática, a maioria das instalações seria feita em planos inclinados. Contudo, os dados de irradiância recolhidos nas estações meteorológicas correspondem tipicamente a medições realizadas na horizontal.

A radiação solar que atinge uma superfície horizontal é essencialmente composta por duas componentes: a direta, que é aquela que tem uma direção bem definida, e a difusa, que é o resultado dos múltiplos processos de absorção e refração ocorridos aquando da interação dos fótons com os componentes da atmosfera (moléculas de ozono, azoto, oxigénio, etc.; gotículas de água, poeiras,...) [1] e que, por isso, não tem uma direção bem definida, provindo de toda a cúpula celeste, à excepção do disco solar.

Apresentando estas duas componentes um comportamento angular tão diferente, é necessário que, ao efetuar a transposição da irradiância global incidente num plano horizontal (*Global Horizontal Irradiance*, GHI) para um plano inclinado, estas sejam tratadas de uma forma distinta. Isto impõe uma primeira dificuldade, que é separar a irradiância direta horizontal (*Beam Horizontal Irradiance*, BHI) da irradiância difusa horizontal (*Diffuse Horizontal Irradiance*, DHI). Embora os instrumentos usados para medir a irradiância solar mais recentes consigam já medir separadamente cada uma destas componentes, as bases de dados meteorológicos de muitas partes do mundo contêm ainda informação respeitante apenas à irradiância global[2]. Nestes casos, torna-se necessário estimar, a partir desta, a irradiância difusa. Contudo, este assunto, apesar de importante, foge ao âmbito deste trabalho.

Assumindo então que se conhece cada uma destas componentes, a irradiância global incidente num plano inclinado (*Global Tilted Irradiance*, GTI) pode ser genericamente expressa de acordo com a equação (1):

$$GTI = F_R GHI + F_B BHI + F_D DHI \quad (1)$$

onde,

F_R é o fator que governa a reflexão da radiação global incidente no plano horizontal sobre o plano inclinado

F_B é o fator de transposição angular da radiação direta incidente no plano horizontal para o plano inclinado

F_D é o fator de transposição angular da radiação difusa incidente no plano horizontal para o plano inclinado

Enquanto o segundo fator é facilmente determinável através de relações trigonométricas - F_B não é mais do que a razão entre o cosseno do ângulo de incidência da radiação no plano inclinado, $\cos(\theta_{i[\beta,\psi]})$ [vd equação (22) no subcapítulo 3.1], e o cosseno do ângulo zenital, $\cos(\theta_z)$ [vd equação (21) no subcapítulo 3.1] -, a determinação dos outros dois fatores está longe de ser trivial.

F_R depende simultaneamente da natureza (isotrópica ou anisotrópica) da reflexão e da refletividade (ρ) do chão – e o facto de se assumir que este é o único elemento refletor já constitui uma aproximação, que poderá ser válida para locais mais isolados mas não para o meio urbano, onde a utilização de ferramentas de *ray tracing* se torna essencial para caracterizar satisfatoriamente a componente refletida. [3]

Mesmo nos casos mais simples, quando a reflexão apenas provém do solo e quando este é um refletor difuso (i.e., que origina uma reflexão isotrópica, como por exemplo, um chão de cimento), a determinação da sua refletividade também pode ser complexa: além de esta não ser necessariamente idêntica para a radiação direta e para a radiação difusa – tal como alerta Iqbal [4]-, a refletividade de uma superfície pode ainda apresentar variações diurnas e sazonais [5]

Se o solo não for um refletor difuso (e.g. lençol de água ou folhas brilhantes), originando uma reflexão anisotrópica, a componente refletida deixa de depender somente da refletividade e do fator de forma (por sua vez dependente da inclinação da superfície) e passa a depender também do ângulo zenital e da orientação da superfície [6]

O estudo da reflexão e a correta determinação do albedo das superfícies é sem dúvida importante para melhorar o desempenho dos modelos de transposição da radiação (e esta importância é tanto maior quanto maior for a percentagem de radiação direta e quanto maior for a inclinação dos planos em estudo).

Porém, a incógnita que tem merecido mais atenção por parte da comunidade científica (por ser aquela que mais condiciona o desempenho dos modelos de transposição) é o fator de transposição da radiação difusa do plano horizontal para o plano inclinado.

Ao longo do tempo, têm sido propostas muitas formulações para esse fator. Uma das formulações que têm apresentado resultados mais fiáveis é o modelo de Perez. Assim sendo, foi este o modelo que se optou por considerar neste trabalho.

O objetivo do presente estudo é, então, efetuar a validação experimental do modelo de Perez para localidades em Portugal. Esta análise foi feita com base em dados cedidos pela EDP Inovação e recolhidos nos SunLabs de Seia e de Faro.

No capítulo 2, apresenta-se uma breve descrição do estado da arte relativamente aos principais modelos de distribuição angular da radiação difusa. No capítulo 3, é explicada a metodologia que foi aplicada na validação do modelo de Perez. No capítulo 4, apresentam-se os dados experimentais que foram utilizados neste estudo. No capítulo 5, expõem-se e discutem-se os resultados obtidos e finalmente no capítulo 6 apresenta-se uma breve conclusão.

Capítulo 2 – Estado da arte

Desde a década de 60, tem havido múltiplas tentativas de modelar a distribuição angular da radiação difusa. Graças à evolução dos aparelhos de medida, ao aumento da capacidade de processamento de dados e à natural acumulação de conhecimento, os modelos têm vindo a apresentar uma complexidade e uma qualidade crescentes.

2.1. Modelos isotrópicos e pseudo-isotrópicos

Os primeiros modelos de distribuição angular da radiação difusa (dos quais, o modelo de Liu and Jordan (1962) [7] é o mais citado) pressupunham que a radiação difusa provinha com igual intensidade de todas as direções da cúpula celeste – daí designar-se “isotrópica”. Partindo desse princípio, para transpor a irradiância difusa incidente num plano horizontal para um plano com uma inclinação β , basta multiplicá-la por um coeficiente que depende dessa inclinação e que, a duas dimensões, se exprime como mostra a equação (2):

$$DTI = DHI \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \quad (2)$$

Este modelo constitui uma abordagem simples e prática, sendo, por isso, ainda usado em algumas estimativas menos rigorosas. Contudo, tende a subestimar a irradiância difusa, sobretudo em dias de céu limpo e em superfícies orientadas para o equador (i.e. orientadas para Sul, no caso do Hemisfério Norte ou orientadas para Norte, no caso do Hemisfério Sul). Na tentativa de minorar esse problema, mantendo, contudo, uma formulação simples, Koronakis [8] propôs que, para as superfícies inclinadas e orientadas na direção ótima, a equação (2) fosse alterada para a equação (3):

$$DTI = DHI \frac{(2 + \cos(\beta))}{3} \quad (3)$$

Mais recentemente, Badescu [9] a partir da integração do ângulo sólido subtendido por uma superfície infinitesimal de céu ao longo de todo o “campo de visão” de um plano arbitrariamente inclinado obteve ainda uma formulação alternativa para a aproximação isotrópica:

$$DTI = DHI \frac{(3 + \cos(2\beta))}{4} \quad (4)$$

Esta aproximação tridimensional, apesar de, em termos geométricos, ser ligeiramente mais realista do que a proposta por Liu and Jordan, continua a ser inapropriada para superfícies inclinadas para o equador, pois continua a negligenciar o aumento da intensidade da irradiância difusa associado à componente circunsolar (auréola que rodeia o disco solar propriamente dito).

2.2. Modelos anisotrópicos I

Apercebendo-se da importância de considerar a anisotropia celeste, em 1979 Hay [10] propõe um modelo em que o fator de transposição da radiação difusa horizontal para o plano inclinado resulta da contribuição de duas componentes – um *background* (ou melhor, um “*backsky*”!) isotrópico e uma componente circunsolar que é tanto maior quanto menores forem o ângulo zenital (θ_z) e o ângulo de incidência da radiação direta (θ_i). Cada uma destas componentes é pesada por um índice (BHI/I_0 , onde BHI é a irradiância direta incidente no plano horizontal e I_0 é a irradiância extraterrestre) que traduz a interferência da atmosfera: quanto menor for esta interferência (dias de céu limpo), mais próximo o índice será de 1 e, portanto, maior será o peso dado à componente circunsolar:

$$DTI = DHI \left[\left(\frac{BHI}{I_0} \right) \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_z)} + \left(1 - \frac{BHI}{I_0} \right) \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} \right] \quad (5)$$

Seguiram-se algumas variações deste modelo, nomeadamente a de Willmot (1982) e a de Skartveit e Olseth (1986).

Willmot [11] modificou o termo isotrópico da equação de Hay, substituindo $(1 + \cos(\beta))/2$ por um coeficiente, C_β , resultado da integração tridimensional da geometria associada à irradiância isotrópica num plano inclinado e que foi posteriormente aproximado a uma função quadrática para facilitar os cálculos.

$$DTI = DHI \left[\left(\frac{BHI}{I_0} \right) \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_z)} + C_\beta \left(1 - \frac{BHI}{I_0} \right) \right] \quad (6)$$

onde,

$$C_\beta \approx 1.0115 - 0.20293 \beta - 0.080823 \beta^2 \quad (\text{válido para } 0.5 \leq C_\beta \leq 1.0)$$

Skartveit e Olseth [12] baseando-se na descoberta de que nos dias de céu muito nublado a intensidade da radiação difusa é máxima perto do zénite (tal como se pode observar na Figura 1), modificaram o modelo de Hay, introduzindo um termo Z (vd equação (7)). Introduziram ainda um termo S , que diz respeito ao efeito de sombreamento induzido pelos obstáculos existentes à superfície (e.g. montanhas) e que faz sentido no contexto do local onde foi desenvolvido este modelo, Bergen, Noruega. Importa salientar que, como este modelo foi desenvolvido e validado para um local muito particular e situado a uma latitude bastante elevada, a sua aplicabilidade é potencialmente limitada.

$$DTI = DHI \left[\left(\frac{BHI}{I_0} \right) \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_z)} + Z \cos(\beta) + \left(1 - \frac{BHI}{I_0} - Z \right) \frac{(1 + \cos(\beta))}{2} - S \right] \quad (7)$$

onde,

$$Z = \begin{cases} 0 & , \frac{BHI}{I_0} \geq 0.15 \\ 0.3 - 2 \frac{BHI}{I_0} & , \frac{BHI}{I_0} < 0.15 \end{cases}$$

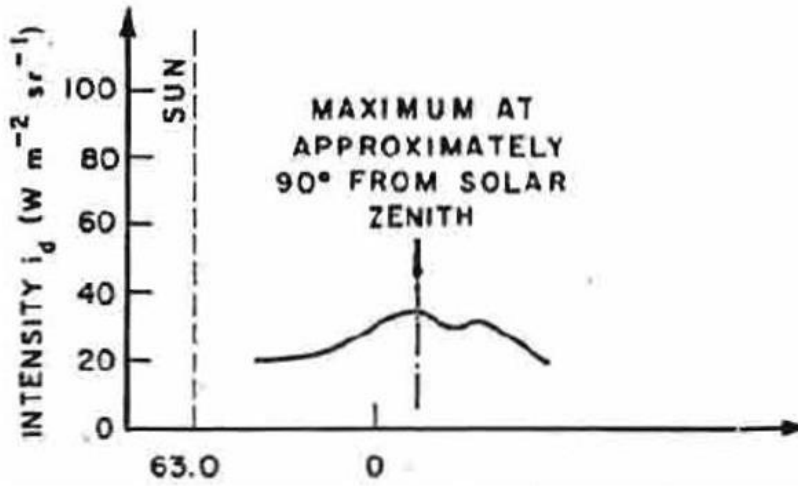


Figura 1 - Variação angular da intensidade da radiação difusa em condições de céu coberto. Adaptado de Iqbal [4]

Em 1987, Gueymard [13] desenvolveu um conceito alternativo, modelando a irradiância difusa como uma soma do contributo das porções de céu limpo (R_{d0}) e de céu coberto (R_{d1}), ponderadas por um índice de opacidade das nuvens (N_G):

$$DTI = DHI[(1 - N_G) R_{d0} + N_G R_{d1}] \quad (8)$$

onde,

$$N_G = f1 \left(\frac{DHI}{GHI} \right)$$

$$R_{d0} = f2(\theta_i, \beta, \alpha)$$

$$R_{d1} = f3(\beta)$$

* $f1, f2$ e $f3$ são funções que dependem dos parâmetros indicados entre parêntesis; por uma questão de simplificação, optou-se por não as explicitar aqui.

Uma vez que numa superfície à sombra (ou exposta, em dias de céu muito nublado) não faz muito sentido considerar a contribuição da componente circumsolar, Muneer (1997) [14] optou por tratar separadamente estes casos - descritos pela equação (9) – e aqueles em que a superfície se encontra exposta, em dias de céu limpo – equação (10):

$$DTI \text{ (sup. à sombra ou exposta em dias cobertos)} = T DHI \quad (9)$$

$$DTI \text{ (sup. exposta em dias de céu limpo)} \\ = DHI \left[\frac{BHI}{I_0} \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_z)} + T \left(1 - \frac{BHI}{I_0} \right) \right] \quad (10)$$

onde,

$$T = \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + \left(\frac{2b}{\pi(3+2b)}\right) \left(\sin(\beta) - \beta \cos(\beta) - \pi \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right) \right)$$

e b é um índice de distribuição da radiação e depende simultaneamente da cobertura do céu, do azimute e da localização geográfica da superfície.

2.3. Modelos anisotrópicos II

Apesar de complexos, os modelos anteriormente descritos não consideram ainda uma componente que, em dias de céu limpo, pode contribuir razoavelmente para a quantidade de radiação difusa incidente num plano inclinado: o horizonte.

Temps e Coulson [6] foram os primeiros a considerar simultaneamente a contribuição das três principais “zonas” de céu. Para isso, modificaram o modelo isotrópico, multiplicando-o por dois fatores: um que diz respeito à componente circumsolar e que, tal como o da equação (5), depende do ângulo de incidência e do ângulo zenital - $(1 + \cos^2(\theta_i) \sin^3(\theta_z))$ – e um outro que diz respeito ao horizonte e que depende apenas da inclinação da superfície - $(1 + \sin^3(\frac{\beta}{2}))$:

$$DTI = DHI \left[\left(1 + \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) (1 + \cos^2(\theta_i) \sin^3(\theta_z)) \right] \quad (11)$$

Alguns anos mais tarde, Klucher [15] modificou ligeiramente a equação (11) introduzindo o fator F , que depende da fração de radiação difusa. Nos dias em que o céu se encontra muito nublado (e em que, consequentemente, $DHI \approx GHI$), o fator F transforma o modelo de Temps e Coulson no modelo isotrópico:

$$DTI = DHI \left[\left(1 + F \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) (1 + F \cos^2(\theta_i) \sin^3(\theta_z)) \right] \quad (12)$$

com

$$F = 1 - \left(\frac{DHI}{GHI} \right)^2$$

Em 1990, Reindl et al. [16] optaram por incorporar no modelo de Hay a componente de horizonte definida por Temps e Coulson e modificada por Klucher (considerando, porém, um fator de correção distinto, f). O resultado encontra-se expresso na equação (13):

$$DTI = DHI \left[\left(1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left(1 - \frac{BHI}{I_0} \right) + \frac{BHI}{I_0} \frac{\cos(\theta_i)}{\cos(\theta_z)} \right] \quad (13)$$

onde $f = \sqrt{BHI/GHI}$

Os modelos anteriores, ao fazerem com que a importância relativa de cada uma das zonas de céu dependa essencialmente da fração de radiação direta, negligenciam alguns casos possíveis - como por exemplo, a intensificação da componente circumsolar em atmosferas que apresentam simultaneamente uma elevada fração de difusa e um brilho elevado. Ao constatar isso, Perez propôs, em 1986, um novo modelo [17] que permite representar estes efeitos, sendo, portanto, aplicável a um espectro mais amplo de configurações celestes.

Nesse novo modelo, as componentes circumsolar e de horizonte que se sobrepõem à cúpula isotrópica são ponderadas por dois coeficientes (respetivamente, F_1 e F_2) que, por sua vez, dependem de índices de claridade e de brilho e também de subcoeficientes empíricos. Esses subcoeficientes foram derivados de observações horárias (realizadas em França e nos EUA) de radiação no plano horizontal e em planos inclinados, orientados para os quatro pontos cardeais. Importa realçar que, nas ditas medições, foi utilizada uma técnica para eliminar a componente refletida, garantindo, assim, que os dados obtidos de radiação difusa provinham exclusivamente do céu.

De modo a diminuir a complexidade dos cálculos e, ao mesmo tempo, manter ou aumentar a sua precisão, o autor propôs, em 1987, uma versão simplificada [18] do modelo inicial, onde os coeficientes F_1 e F_2 foram redefinidos. Nesta nova definição, permitiu-se que F_2 assumisse um valor negativo, o que na prática corresponde a trocar o brilho do horizonte (que se verifica essencialmente em dias de céu limpo) por um brilho zenital (que, tal como mencionado, se verifica em dias de céu muito nublado).

Em 1990, o modelo sofreu ainda uma outra atualização, em que o cálculo do índice de claridade foi reformulado de maneira a independentizá-lo do ângulo zenital [19]. A versão final do modelo encontra-se resumida na equação (14):

$$DTI = DHI \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] \quad (14)$$

onde,

$$a = \max(0, \cos(\theta_i)) \quad \text{e} \quad b = \max(\cos(85^\circ), \cos(\theta_z))$$

F_1 é o coeficiente de anisotropia circumsolar (vd equação (28)) e F_2 é o coeficiente de anisotropia do horizonte/zénite (vd equação (29))

Mais recentemente, alguns autores desenvolveram novos modelos, que, nos respetivos contextos, apresentaram um desempenho superior a todos os modelos existentes que foram testados. Entre esses, destaca-se o trabalho de C. Demain [20] que propôs, para a Bélgica, um modelo baseado na hibridação dos modelos de Perez, Willmot e Bugler, por terem sido estes os que apresentaram um menor erro quadrático relativo, respetivamente em condições de céu muito nublado, de céu moderadamente nublado e de céu pouco nublado ou limpo:

$$DTI = DHI [W_P F_{DP} + W_W F_{DW} + W_B F_{DB}] \quad (15)$$

onde,

F_{DP} , F_{DW} e F_{DB} são os fatores de transposição da radiação difusa horizontal para o plano inclinado associadas ao modelo de Perez, de Willmot e de Bugler, respetivamente

W_P , W_W e W_B são os coeficientes de ponderação (dependentes de um índice de claridade do céu) do fator de Perez, de Willmot e de Bugler, respetivamente.

Vale a pena mencionar ainda um outro modelo, publicado em 2015 por W. Yao [21] que, baseando-se nos trabalhos de vários autores ([6], [22], [23], [24] e [25]), adicionou ao *background* isotrópico, à zona circumsolar e à banda do horizonte uma quarta “zona” de céu - situada a 90° da posição do Sol - de onde provém uma radiação difusa enfraquecida. O novo modelo resulta então da integração - baseada no conceito de intensidade (de radiação) e de ângulo sólido - da radiação difusa proveniente de cada uma destas quatro zonas. Embora os resultados obtidos tenham sido favoráveis, utilizando este modelo coeficientes empíricos que foram ajustados com base em medições de radiação efetuadas exclusivamente em Shangai, a sua aplicabilidade a outras regiões do mundo carece ainda de verificação.

Nos vários estudos comparativos (e produzidos em diferentes locais) que se consultaram ([5], [16], [20], [26] [27] [28] [29] [30] [31] [32]), o modelo de Perez esteve sempre situado entre os modelos que obtiveram melhores resultados. Contudo, sendo este modelo também baseado em coeficientes empíricos e tendo-se verificado que a localização geográfica e o enquadramento climático da região podem condicionar o desempenho deste tipo de modelos [33] considerou-se relevante efetuar, neste estudo, a sua validação para Portugal.

Capítulo 3 – Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho é baseada em dois modelos. Por um lado, procede-se à transposição da irradiância global medida no plano horizontal para o plano inclinado (implementação do modelo de Perez descrito no cap. 2). Seguidamente, é implementado um modelo de conversão utilizado para transformar a irradiância global no plano inclinado em valores de produção fotovoltaica, comparáveis com os dados de geração recolhidos nos SunLabs da EDP Inovação.

Neste capítulo, explica-se ainda o processo utilizado para avaliar indiretamente o desempenho do modelo de distribuição angular da radiação, com base no confronto entre os valores de produção fotovoltaica medidos e os calculados.

3.1. Modelo de Perez

Incorporando o modelo de Perez no cálculo da irradiância global incidente num plano inclinado com uma inclinação β e uma orientação^a ψ ($GTI(\beta, \psi)$), obtém-se a seguinte equação:

$$GTI(\beta, \psi) = BHI \frac{\cos(\theta_{i[\beta, \psi]})}{\cos(\theta_z)} + DHI \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] + GHI \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (16)$$

onde,

BHI é a irradiância direta incidente na horizontal e consiste na diferença entre a irradiância global horizontal e a irradiância difusa horizontal

$\theta_{i[\beta, \psi]}$ é o ângulo de incidência da radiação num plano com inclinação β e orientação ψ

θ_z é o ângulo zenital

DHI é a irradiância difusa incidente na horizontal

F_1 é o coeficiente de anisotropia circumsolar e F_2 é o coeficiente de anisotropia entre o zénite e o horizonte

$$a = \max(0, \cos(\theta_{i[\beta, \psi]})) \quad e \quad b = \max(\cos(85^\circ), \cos(\theta_z))$$

GHI é a irradiância global horizontal

ρ é a refletividade do solo

O primeiro termo da equação corresponde à componente direta da radiação incidente no plano inclinado (BTI), o segundo corresponde à componente difusa da radiação incidente no plano inclinado (DTI) e o terceiro corresponde à fração de irradiância global horizontal que é refletida^b para o plano inclinado.

Esta equação encontra-se definida para todos os instantes, uma vez que se dispunha de dados médios de irradiância registados todos os minutos. Se os dados utilizados fossem médias efetuadas ao longo de um período mais alargado (e.g., hora ou dia), seria necessário alterar ligeiramente a formulação da equação. A equação foi resolvida em código MATLAB, para $\psi = 0$ (todos os módulos se encontravam orientados para Sul) e para três inclinações diferentes ($\beta = 90^\circ$, $\beta = \varphi$ e $\beta = 0^\circ$), para todos os minutos do ano.

^a Por “orientação” entenda-se “ângulo formado entre o eixo Norte/Sul e o plano do painel”

^b Por uma questão de simplificação, assumiu-se que a reflexão era isotrópica

O processo de implementação do modelo de Perez encontra-se resumido no fluxograma da Figura 2

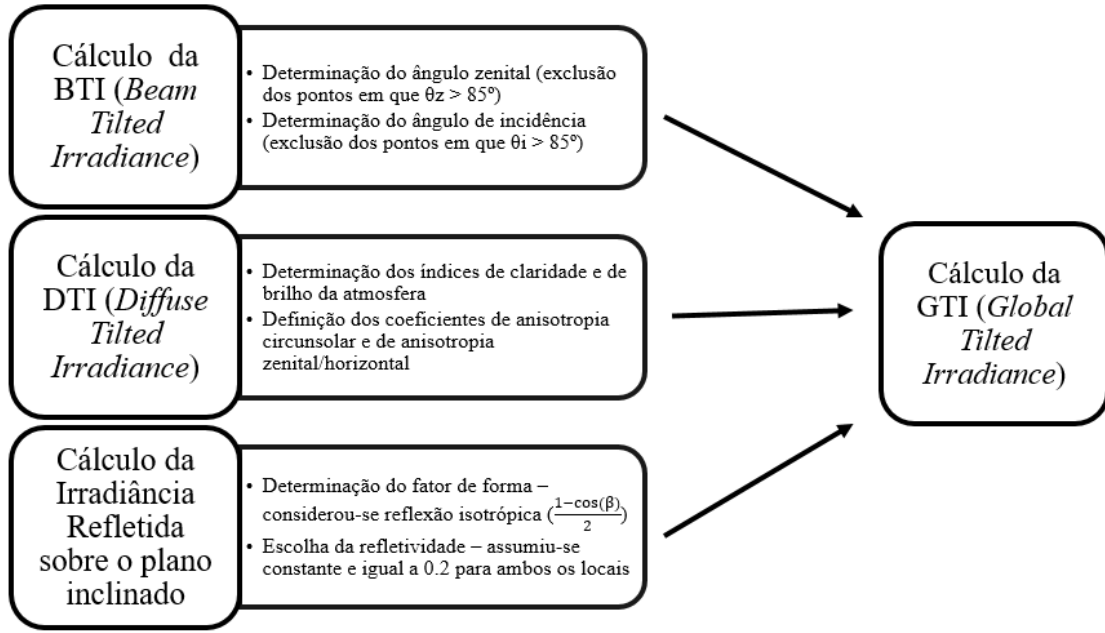


Figura 2 - Metodologia utilizada na implementação do modelo de Perez

Segue-se uma descrição mais detalhada das etapas de resolução.

Determinação do cosseno do ângulo zenital

O ângulo zenital (ângulo entre o zénite local e a linha que liga o observador ao centro do disco solar [4]) depende apenas das coordenadas geográficas - latitude, φ , e longitude, λ , - do plano considerado e também da hora do dia e do dia do ano. De modo a transformar as datas e horas locais em ângulos (declinação solar, δ , e ângulo horário solar, ω), é necessário recorrer às equações (17), (18), (19) e (20).

Transformação da hora local (t_{loc}) em hora solar (t_{sol}) [34]:

$$t_{sol} = t_{loc} - ([\lambda_{zone} - \lambda_{local}] \frac{12}{\pi} - t_{EOT} + t_{save}) \quad (17)$$

onde, λ_{zone} é o ângulo entre o meridiano de Greenwich e o meridiano que define a *time zone* local [rad], λ_{local} é a longitude local [rad] e t_{save} é a correção (em horas) que se faz à hora local durante o “horário de verão” (em Portugal, tem início às 01h00 UTC do último domingo de março e termina às 01h00 UTC do último domingo de outubro); durante este período, $t_{save} = 1$ e durante o resto do ano $t_{save} = 0$.

A diferença (em h) entre o tempo solar aparente e o tempo solar médio, t_{EOT} , é definida pela equação (18) [34]:

$$t_{EOT} = \frac{(9.87 \sin(\frac{4\pi[J - 81]}{364}) - 7.53 \cos(\frac{2\pi[J - 81]}{364}) - 1.5 \sin(\frac{2\pi[J - 81]}{364}))}{60} \quad (18)$$

A partir da hora solar dada pela equação (17), pode calcular-se o ângulo horário solar (em radianos) através da equação (19)[34]:

$$\omega = \frac{\pi}{12} (t_{sol} - 12) \quad (19)$$

A declinação solar (em radianos) pode ser obtida a partir da equação (20)[34]:

$$\delta = 0.4093 \sin\left(\frac{2\pi(284 + J)}{365}\right) \quad (20)$$

Finalmente, o cosseno do ângulo zenital pode ser obtido a partir da equação (21) [34]:

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\omega) \quad (21)$$

Uma vez que os coeficientes experimentais do modelo de Perez foram apenas obtidos para ângulos zenitais inferiores a 85° [19], todas as medições de irradiância registadas nas alturas em que o ângulo zenital era superior a este valor (menos de 4%) foram excluídas.

Determinação do cosseno do ângulo de incidência da radiação no plano inclinado

O cosseno do ângulo de incidência da radiação no plano inclinado pode ser determinado a partir da equação (22) [34]:

$$\begin{aligned} \cos(\theta_{i[\beta, \psi]}) = & \sin(\delta) \sin(\varphi) \cos(\beta) - \sin(\delta) \cos(\varphi) \sin(\beta) \cos(\psi) \\ & + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\beta) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\psi) \cos(\omega) + \cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\psi) \sin(\omega) \end{aligned} \quad (22)$$

Sendo $\psi = 0$, esta equação reduz-se à equação (23):

$$\begin{aligned} \cos(\theta_{i[\beta, 0]}) = & \sin(\delta) \sin(\varphi) \cos(\beta) - \sin(\delta) \cos(\varphi) \sin(\beta) + \cos(\delta) \cos(\varphi) \cos(\beta) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \sin(\varphi) \sin(\beta) \cos(\omega) \end{aligned} \quad (23)$$

Todos os pontos em que $\theta_{i[\beta]} > 85^\circ$ foram excluídos da análise. [19]

Importa referir que, de modo a limitar a introdução de ruído, foram também excluídas todas as medições de irradiância global inferiores a 120 W/m² [35]

Até aqui, determinaram-se todos os elementos necessários para calcular a irradiância direta incidente no plano inclinado – o que implica simplesmente algumas transformações trigonométricas. Nos próximos passos serão introduzidas equações que dizem respeito ao modelo de Perez propriamente dito e que visam calcular a irradiância difusa (aqui entendida como anisotrópica) incidente no plano inclinado. Esta transposição é feita com recurso a coeficientes de anisotropia circumsolar e de anisotropia entre o zénite e o horizonte que, por sua vez, são determinados através da combinação linear de subcoeficientes experimentais tabelados (vd Tabela 1). A escolha dos subcoeficientes experimentais adequados a cada situação é feita com base na caracterização do estado da atmosfera em termos de claridade e brilho.

Estado da atmosfera: determinação dos índices de claridade e de brilho

Os índices de claridade (ε) e de brilho (Δ) que, no modelo de Perez, caracterizam o estado da atmosfera podem ser determinados, respetivamente, pelas equações (24) e (26) [19]:

$$\varepsilon = \frac{\frac{BNI + DHI}{DHI} + k \theta_z^3}{1 + k \theta_z^3} \quad (24)$$

onde k é uma constante que assume o valor de 1.041 quando θ_z está expresso em radianos, BNI é a irradiância direta incidente num plano perpendicular aos raios solares e pode ser obtida a partir da equação (25) [19]:

$$\text{BNI} = \frac{GHI - DHI}{\cos(\theta_z)} \quad (25)$$

$$\Delta = m \frac{DHI}{I_0} \quad (26)$$

onde m é a massa de ar óptica relativa, que depende da altura solar (α) e pode ser determinada a partir da equação (27) [36]:

$$m = \frac{1}{\sin(\alpha) + 0.150 (\alpha + 3.885)^{-1.253}} \quad (27)$$

I_0 é a irradiância extraterrestre, que varia ligeiramente ao longo do ano e que pode ser obtida através da equação (28) [34]:

$$I_0 = 1366 \left(1 + 0.0334 \cos\left(\frac{2\pi[J - 3]}{363.35}\right) \right) \quad (28)$$

Coefficientes de anisotropia circumsolar (F_1) e de anisotropia zenital/horizontal (F_2)

Os coeficientes de anisotropia circumsolar (F_1) e de anisotropia entre o zénite e o horizonte (F_2) encontram-se definidos nas equações (29) e (30):

$$F_1 = F_{i,1} + F_{i,2} \Delta + F_{i,3} \theta_z \quad (29)$$

$$F_2 = F_{i,4} + F_{i,5} \Delta + F_{i,6} \theta_z \quad (30)$$

Os subcoeficientes $F_{i,1}, \dots, F_{i,6}$ encontram-se na Tabela 1 (“i” designa o número da linha). Cada uma das linhas da tabela corresponde a um intervalo de valores de ε .

Tabela 1- Subcoeficientes de irradiância para cada uma das classes de claridade do céu.

Classes de ε	$F_{i,1}$	$F_{i,2}$	$F_{i,3}$	$F_{i,4}$	$F_{i,5}$	$F_{i,6}$
[1.000;1.065[-0.008	0.588	-0.062	-0.06	0.072	-0.022
[1.065;1.230[0.13	0.683	-0.151	-0.019	0.066	-0.029
[1.230;1.500[0.33	0.487	-0.221	0.055	-0.064	-0.026
[1.500;1.950[0.568	0.187	-0.295	0.109	-0.152	-0.014
[1.950;2.800[0.873	-0.392	-0.362	0.226	-0.462	0.001
[2.800;4.500[1.132	-1.237	-0.412	0.288	-0.823	0.056
[4.500;6.200[1.06	-1.6	-0.359	0.264	-1.127	0.131
[6.200; +∞[0.678	-0.327	-0.25	0.156	-1.377	0.251

Cálculo da irradiância no plano inclinado

Depois de determinados todos estes elementos, resta apenas substituí-los na equação (16) para obter a irradiância global incidente no plano inclinado em questão.

Relativamente à componente refletida, importa salientar que, nesta definição, se parte do princípio de que a reflexão é isotrópica (depende, portanto, somente do fator de forma). Esta aproximação é válida se o solo for o principal refletor (em ambos os SunLabs considerados, a envolvente encontra-se relativamente livre de obstáculos) e se este for um refletor difuso.

Tal como se verá mais adiante, no SunLab de Seia o solo encontrava-se coberto por uma relva curta e seca^c ($\rho \sim 0.2$ [4]) e no SunLab de Faro, o solo encontra-se pavimentado com asfalto cinzento-claro ($\rho \sim 0.2$ [37]). Não dispondo de uma informação detalhada a este respeito, assumiu-se que os valores de refletividade eram idênticos para a radiação difusa e para a radiação direta.

3.2. Modelo de conversão fotovoltaica

Para transformar a irradiância global no plano inclinado em valores de produção fotovoltaica comparáveis com os dados de geração recolhidos nos SunLabs, recorreu-se à equação (31):

$$P_{Teórica}(\beta, 0) = \frac{GTI(\beta, 0)}{G_{STC}} \left(1 + \frac{dP}{dT} [T_{PV} - T_{STC}] \right) P'_{STC} \quad (31)$$

onde,

$P_{Teórica}(\beta, 0)$ é a produção fotovoltaica [W] esperada para um determinado módulo, instalado na inclinação β e orientado para Sul ($\psi = 0$), num determinado instante

$GTI(\beta, 0)$ é a irradiância global [W/m^2] incidente no plano do módulo fotovoltaico nesse mesmo instante e obtida a partir do modelo de Perez

G_{STC} é uma constante que corresponde à irradiância incidente em *Standard Test Conditions* (STC), $1000 W/m^2$

$\frac{dP}{dT}$ é o coeficiente de temperatura de potência [%/°C] característico do módulo

T_{PV} é a temperatura [°C] do módulo fotovoltaico nesse instante

T_{STC} é uma constante que corresponde à temperatura do módulo fotovoltaico em STC, 25°C

P'_{STC} é a produção fotovoltaica [W] esperada para esse mesmo módulo em STC, corrigida de acordo com a eficiência média anual observada para o módulo horizontal do mesmo modelo

Os passos para a determinação de P'_{STC} encontram-se resumidos no fluxograma da Figura 3 e detalhados mais adiante.

^c O estado da cobertura vegetal pode variar ligeiramente ao longo do ano; optou-se por considerar um valor médio.

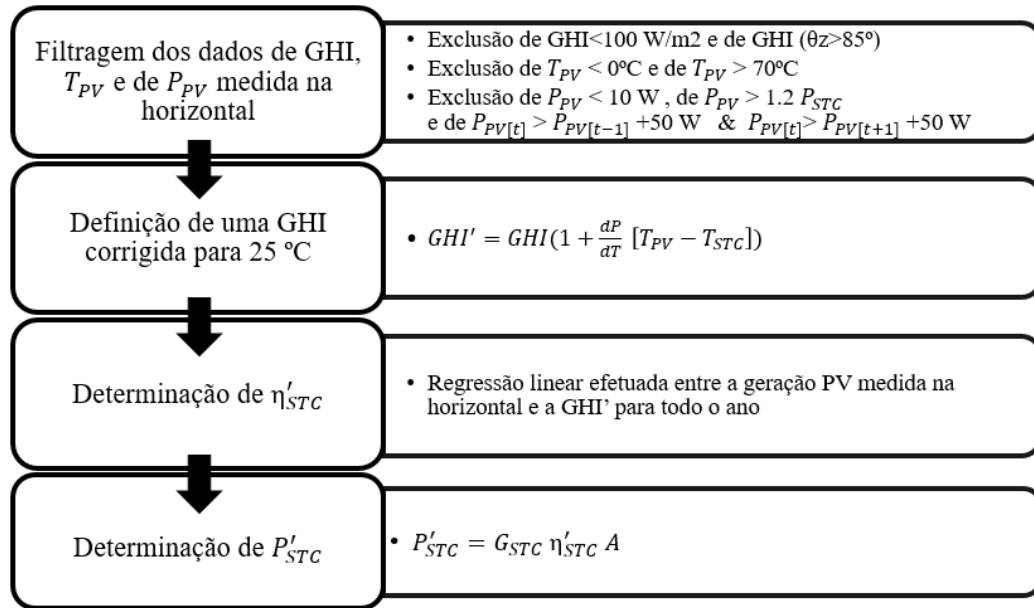


Figura 3 - Metodologia utilizada na determinação de P'_{STC}

Em cada localização e para cada um dos seis painéis horizontais, a correção do valor da potência em STC foi efetuada a partir do confronto entre a produção fotovoltaica e a irradiância global horizontal medidas ao longo do ano.

A produção fotovoltaica medida em cada instante não depende apenas da irradiância incidente mas também da temperatura do painel. Assim, não se pode avaliar o desempenho do módulo somente através do declive da linha de tendência obtida aquando da representação *geração medida na horizontal vs irradiância global medida na horizontal*.

Para eliminar os efeitos da temperatura, definiu-se, através da equação (32), uma irradiância global horizontal corrigida para 25°C, GHI' .

$$GHI' = GHI \left(1 + \frac{dT}{dT} [T_{PV} - T_{STC}]\right) \quad (32)$$

Importa realçar que os *inputs* desta equação foram previamente filtrados, tendo sido excluídos todos os valores que verificavam as seguintes condições:

- $GHI < 120 \text{ W/m}^2$ ou GHI medida para $\theta_z > 85^\circ$, pelos motivos já mencionados no subcapítulo anterior
- $T_{PV} < 0^\circ\text{C}$ ou $T_{PV} > 70^\circ\text{C}$, por terem sido estas as temperaturas mínima e máxima respetivamente registadas para os vários módulos ao mesmo tempo durante o período diurno. Encontraram-se alguns registos de temperatura que se situavam bastante além destes limites e que destoavam muito dos registos de temperatura dos módulos adjacentes (estes registos não-credíveis ter-se-ão devido muito provavelmente a avarias temporárias nos sensores de temperatura ou erros de comunicação.)
- Valores de geração inferiores a 10 W ou superiores a 120% da potência nominal do módulo ou ainda valores que superavam em mais de 50W os valores de geração registados no minuto imediatamente anterior e posterior – para eliminar alguns registos absurdamente altos que se verificavam isoladamente e que se deveriam, muito provavelmente, a ruído eletrónico.

Após a eliminação do efeito da temperatura, pôde-se então confrontar os valores (já filtrados) de geração medida nos módulos horizontais com a GHI' . O declive que se obteve a partir desta regressão linear corresponde à eficiência “real” em STC do módulo horizontal em questão, η'_{STC} .

Com esta eficiência STC corrigida e, através da equação (33), determinou-se o valor de P'_{STC} :

$$P'_{STC} = G_{STC} \eta'_{STC} A \quad (33)$$

onde A é a área do módulo.

Dispondo agora de todos os elementos necessários, basta substituí-los na equação (31) para obter a produção fotovoltaica esperada para um determinado módulo num determinado instante.

3.3. Cálculo de erros para aferição dos modelos

De modo a aferir os modelos anteriormente descritos, calcularam-se os desvios obtidos aquando da comparação entre a produção fotovoltaica calculada para cada um dos 18 módulos e a produção fotovoltaica medida nos mesmos. A partir destes desvios, determinaram-se os erros médios sistemáticos, os erros médios absolutos e os erros médios quadráticos.

O erro médio sistemático MBE (do inglês, *Mean Bias Error*), em W, definido na equação (34). Sendo uma soma dos desvios, é uma medida de erros sistemáticos (e.g. um valor positivo indica que, em média, os resultados do modelo são superiores aos dados medidos).

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{Teórica} [i] - P_{PV} [i]) \quad (34)$$

onde

N é o número de elementos do conjunto de dados considerados

$P_{Teórica} [i]$ é a produção fotovoltaica [W] esperada para um determinado módulo, num determinado instante

$P_{PV} [i]$ é a produção fotovoltaica [W] medida nesse mesmo módulo, nesse mesmo instante

Para avaliação dos desvios aleatórios interessa somar o valor absoluto dos desvios. É o caso do MAE, o erro médio absoluto (do inglês, *Mean Absolute Error*), em W, e definido na equação (35).

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |P_{Teórica} [i] - P_{PV} [i]| \quad (35)$$

O MAE é uma medida de erro linear pelo que desvios diferentes contribuem de forma igual. Quando temos uma situação em que desvios grandes são particularmente indesejáveis, pode-se recorrer ao RMSE, o erro médio quadrático (do inglês, *Root Mean Square Error*), também em W, definido na equação (36), em que os desvios são elevados ao quadrado antes do cálculo da média, o que pondera positivamente os desvios maiores.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{Teórica} [i] - P_{PV} [i])^2} \quad (36)$$

De modo a distinguir a importância relativa dos erros calculados no conjunto de dados em que se inseriam, estes foram normalizados pelo valor médio das potências medidas nesse mesmo conjunto (equações (37), (38) e (39)).

$$nMBE = \frac{MBE}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{PV [i]})} \quad (37)$$

$$nMAE = \frac{MAE}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{PV [i]})} \quad (38)$$

$$nRMSE = \frac{RMSE}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{PV [i]})} \quad (39)$$

onde, $nMBE$, $nMAE$ e $nRMSE$ designam, respetivamente, o valor normalizado do erro médio sistemático, do erro médio absoluto e do erro médio quadrático.

Os diferentes conjuntos de valores para os quais se calcularam estes erros foram definidos de modo a aferir diferentes aspetos do modelo. Para validar o modelo de conversão fotovoltaica, calcularam-se o $nMAE$ e o $nMBE$ anuais obtidos para cada um dos seis módulos horizontais (com e sem a correção da eficiência). Este exercício também foi feito para os módulos inclinados^d. Contudo, nestes, os erros associados à conversão fotovoltaica são indissociáveis dos erros associados à aplicação do modelo de Perez (uma vez que não se dispunha de medições de irradiância no plano inclinado).

De modo a identificar eventuais limitações do modelo de Perez, determinaram-se também estes erros em função da fração de irradiância difusa, da altura solar e do ângulo de incidência. Para isso, repartiu-se cada uma destas variáveis em classes, agruparam-se todos os valores de geração calculada e medida correspondentes a cada uma dessas classes e calcularam-se os erros médios de cada uma das classes para todos os módulos.

Capítulo 4 – Dados

Os dados experimentais utilizados nesta dissertação para validar os modelos de conversão fotovoltaica e de distribuição angular de radiação difusa foram cedidos pela EDP Inovação e adquiridos em duas instalações SunLab, em Faro e Seia, em 2014 e 2015, respetivamente.

O SunLab de Seia localiza-se a 40.42°N, 7.71°O e o de Faro, a 37.03°N, 7.93°O. As figuras 4 a 7 apresentam fotografias dos locais e detalhes sobre a sua localização.

^d Por “inclinados” entenda-se “módulos instalados na inclinação ótima e módulos verticais”



Figura 4 -Três das seis tríades de módulos fotovoltaicos idênticos (um instalado na horizontal, outro na inclinação ótima e outro na vertical) existentes no SunLab de Seia. Todos os módulos inclinados se encontram orientados para Sul. Autoria de Sérgio Amaral

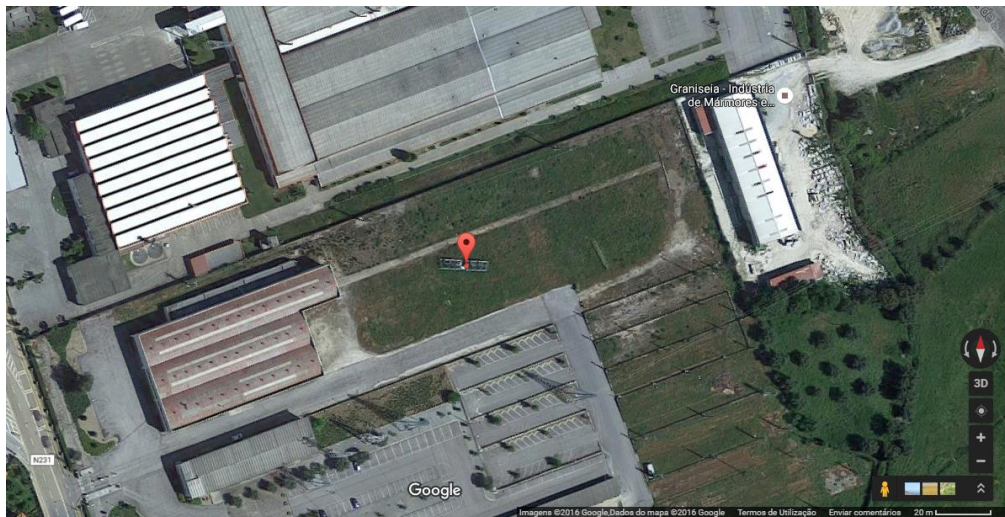


Figura 5 - Vista aérea do SunLab de Seia (imagem retirada do Google Earth). Pode observar-se que o solo se encontra coberto por vegetação e que a envolvente se encontra relativamente livre de obstruções.



Figura 6 - Módulos fotovoltaicos do SunLab de Faro (no momento em que foi tirada a fotografia, alguns dos módulos ainda não tinham sido instalados). No lado esquerdo da fotografia, pode observar-se, em segundo plano, a estação meteorológica automática. Autoria de Sérgio Amaral



Figura 7- Vista aérea do SunLab de Faro (imagem retirada do Google Earth). Pode observar-se que os módulos fotovoltaicos se encontram sobre um pavimento esbranquiçado, o que poderá ter um impacto relevante na radiação refletida sobre os módulos não-horizontais.

Na primeira parte deste capítulo, será feita - tanto para o SunLab de Seia como para o SunLab de Faro - uma descrição das montagens experimentais e dos equipamentos de monitorização dos dados utilizados neste estudo (dados meteorológicos, da geração produzida nos módulos fotovoltaicos e da temperatura dos mesmos). Será também feita uma caracterização dos dados recolhidos em termos de resolução temporal, qualidade, etc. Na segunda parte do capítulo apresentar-se-ão, sob a forma de gráficos, os dados recolhidos em ambos os locais.

4.1. Montagem experimental

Todos os SunLabs^e apresentam uma composição semelhante: uma Estação Meteorológica Automática (doravante designada pelo acrónimo “EMA”) e uma estrutura constituída por seis conjuntos adjacentes de três módulos fotovoltaicos – um na horizontal, um na vertical e outro instalado na inclinação ótima anual (correspondente à latitude do local). A fig.8 apresenta uma representação esquemática desta estrutura.

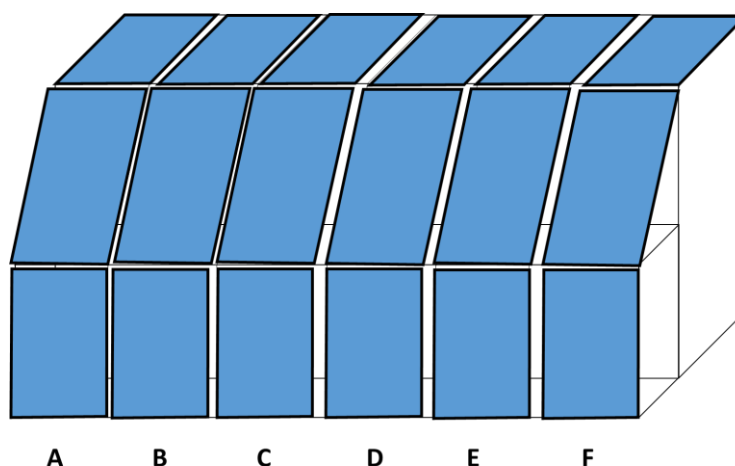


Figura 8 - Representação da estrutura de 18 módulos fotovoltaicos, instalada em cada um dos SunLabs da EDP Inovação. As letras A, B, C, D, E e F designam tríades de painéis de um mesmo modelo. Tendo um propósito meramente esquemático, a figura não se encontra feita à escala.

Cada um dos conjuntos A, B, C, D, E e F (por uma questão de simplificação, estes serão por vezes designados de “colunas”, embora apenas um dos módulos se encontre posicionado na vertical) é constituído por três painéis do mesmo modelo. A tabela 2 resume as especificações de cada um dos seis modelos.

A cada um dos módulos, está associado um *maximizer* (Maximizer Energy Unit, da Tigo Energy – *data sheet* em anexo) que permite a optimização e a monitorização da produção e ainda uma sonda de temperatura (PT1000, da Danfoss – *data sheet em anexo*), colocada num ponto aleatório do módulo.

Apesar de os dados de geração estarem a ser monitorizados de segundo a segundo, está a ser registada apenas uma medição pontual de minuto a minuto.

Durante o dia, os registos de temperatura dos módulos fotovoltaicos são efetuados de minuto a minuto (e cada registo corresponde a uma média de várias medições recolhidas ao longo de 1 minuto).

^e Para além de Seia e Faro, a EDP Inovação gere ainda outros dois SunLabs, em Santarém e em Viana do Castelo

Tabela 2 - Características elétricas, nas condições STC, dos módulos fotovoltaicos dos seis modelos - especificações recolhidas das datasheets dos módulos. A: FS-380, da First Solar; B: YL250P-29b, da Yingli Solar; C: S 220M60 Professional, da CentroSolar; D: EDP220P-A, da MPrime; E: JKM250P, da Jinko Solar; F: WSG0036E080, da Würth Solar

		A	B	C	D	E	F
Potência Máxima (Wp)	P_{MAX}	80	250	220	220	250	80
Tolerância de Potência	P_{NOM}	+/-5%	$P_{NOM}-0W$; $P_{NOM}+5W$;	(+/-)3%	(+/-3)%	0% ...+5%	(-2/+5)%
Corrente MPP (A)	I_{MPP}	0.72	8.41	7.69	7.88	8.20	2.29
Tensão MPP (V)	V_{MPP}	48.5	30.9	28.55	27.91	30.5	35.0
Tensão de Circuito Aberto (V)	V_{OC}	60.8	38.9	36.25	36.55	37.7	44.0
Corrente de Curto Circuito (A)	I_{SC}	1.88	8.98	8.26	8.23	8.85	2.5
Eficiência (%)	η	11.1	15.3	13.4	13.7	15.3	11.0
Coefficiente de Temperatura de Potência (%/°C)	γ	-0.25	-0.45	-0.43	-0.45	-0.41	-0.36
Coefficiente de Temperatura de Tensão (%/°C)	β	-0.27 ($T > 25^{\circ}C$) -0.20 ($-40^{\circ}C < T < 25^{\circ}C$)	-0.33	-0.35	-0.32	-0.31	-0.29
Coefficiente de Temperatura de Corrente (%/°C)	α	+0.04	+0.06	+0.03	+0.08	+0.06	+0.05
Área do Módulo (m ²)	A	0.72	1.63	1.64	1.61	1.64	0.73
Número de Células	-	154	60	60	60	60	
Tecnologia	-	CdS/CdTe	Si Policristalino	Si Monocristalino	Si Policristalino	Si Policristalino	CIS

As EMA encontram-se localizadas a apenas alguns metros da estrutura de módulos fotovoltaicos e estão equipadas com:

- 1 piranómetro de termopilha (modelo SPN1, da Delta-T Devices Ltd - *data sheet* em anexo), responsável pela medição da irradiância global horizontal e da irradiância difusa horizontal; as medições de irradiância são efetuadas de 10 em 10 segundos e os dados registados em cada minuto correspondem à média das seis medições pontuais efetuadas ao longo desse minuto.

- 1 sensor multiparamétrico, responsável pela medição da temperatura do ar, da humidade relativa, da direcção e velocidade do vento e da pressão atmosférica, que não utilizados neste trabalho.

4.2. Dados experimentais

Os dados experimentais apresentam, de um modo geral, uma elevada qualidade. Detectaram-se, contudo algumas falhas (tipicamente de apenas alguns minutos ou horas, embora nos dados referentes à temperatura dos módulos fotovoltaicos chegasse a haver dias inteiros em falta – no caso de Seia, os dias 4 e 10 de novembro de 2015 e, no caso de Faro, os dias 4 e 26 de março e o dia 30 de agosto de 2014). Nos dados de geração, verificou-se também que, no primeiro minuto de cada dia, era frequente haver duas medições pontuais em vez de apenas uma.

Verificou-se ainda a existência de um erro nas datas dos dados de geração recolhidos em 2015 no SunLab de Seia: os dados de um certo dia estavam datados como sendo correspondentes ao dia anterior. O resultado disto era que, ao representar os dados de geração fotovoltaica e de irradiância em função do tempo, o perfil da produção parecia “prever” o perfil da irradiância do dia seguinte. Além disso, uma vez que a atualização para o horário de verão havia sido feita somente nos dados de geração e de temperatura dos módulos fotovoltaicos e não nos dados meteorológicos, foi necessário alterar a etiqueta temporal destes últimos, de modo a garantir a sincronização de todas as medições.

Uma vez efectuadas estas correcções é possível apreciar genericamente os dados experimentais. A figura 9 representa a irradiância global medida na horizontal no SunLab em Seia, em 2015. Os instantes em que se registam valores de irradiâncias inferiores a 120 W/m² (ou de valores de produção inferiores a 10W) não são considerados de forma a limitar a introdução de ruído na análise.

Uma vez que a maioria das medições se encontra bastante distante dos valores máximos e mínimos medidos, optou-se por cingir a escala de cores ao intervalo de valores mais frequentes para a distribuição em causa, de modo a aumentar a resolução nessa gama. Assim, os valores que se apresentam representados com as cores dos extremos superior e inferior da escala correspondem, respetivamente, a valores iguais ou superiores ao máximo da escala de cores e a valores iguais ou inferiores ao mínimo da escala de cores.

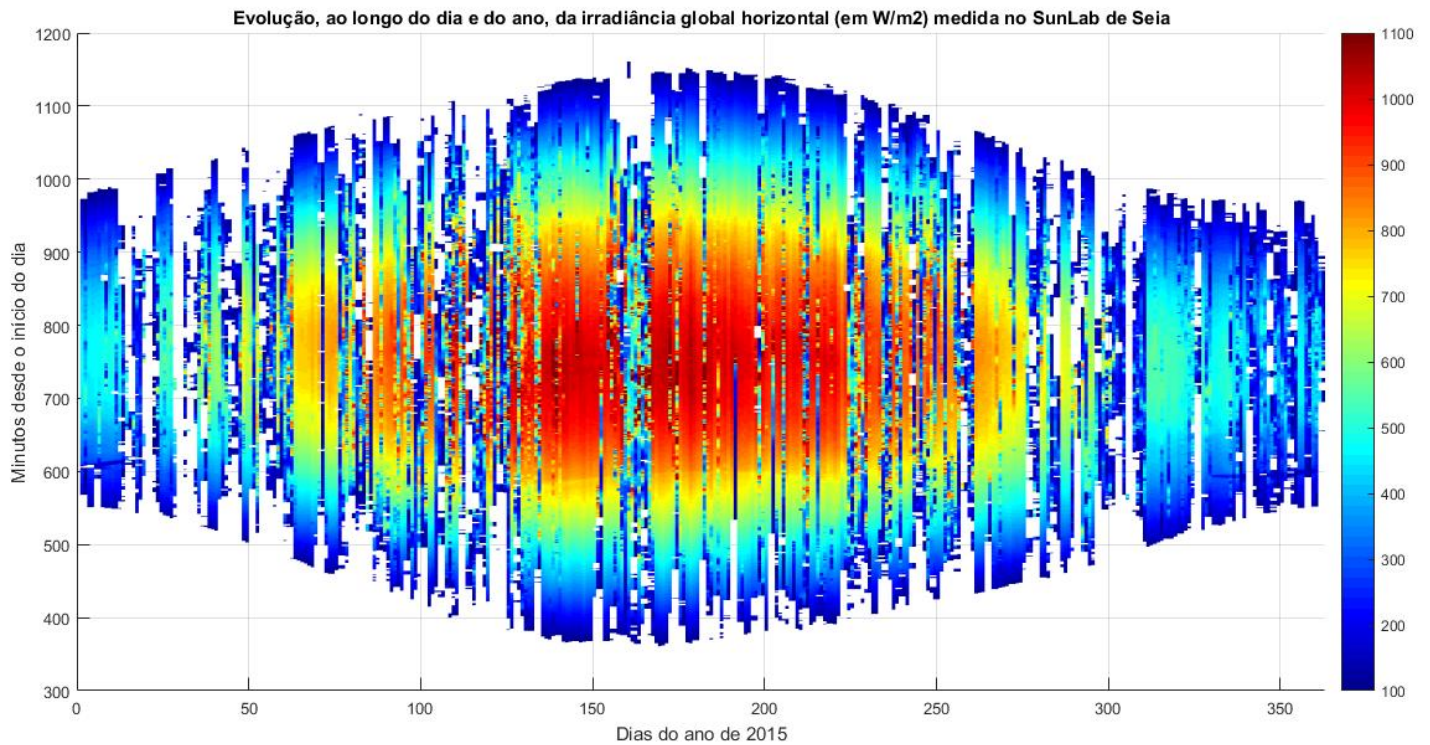


Figura 9 - Irradiância global horizontal (em W/m²) medida no SunLab de Seia ao longo de cada dia do ano de 2015.

Podemos observar a variação da duração do dia solar ao longo do ano, com dias mais compridos no verão. Os valores de irradiância mais elevada ocorrem naturalmente no verão durante o período central do dia. A frequência de ‘falhas’ (reais ou dados eliminados durante o pre-processamento de dados por corresponderem a irradiâncias muito baixas) é mais relevante no princípio e no fim do dia, sobretudo no inverno, como seria de esperar.

A figura 10 apresenta a irradiância difusa medida na horizontal em Seia, em 2015. Pode observar-se que a irradiância difusa horizontal é tipicamente inferior a 150 W/m². Tal como esperado, os raros casos em que esta é superior a 300 W/m² correspondem essencialmente aos dias do ano em que a irradiância global é mais baixa (devido à abundância de nuvens).

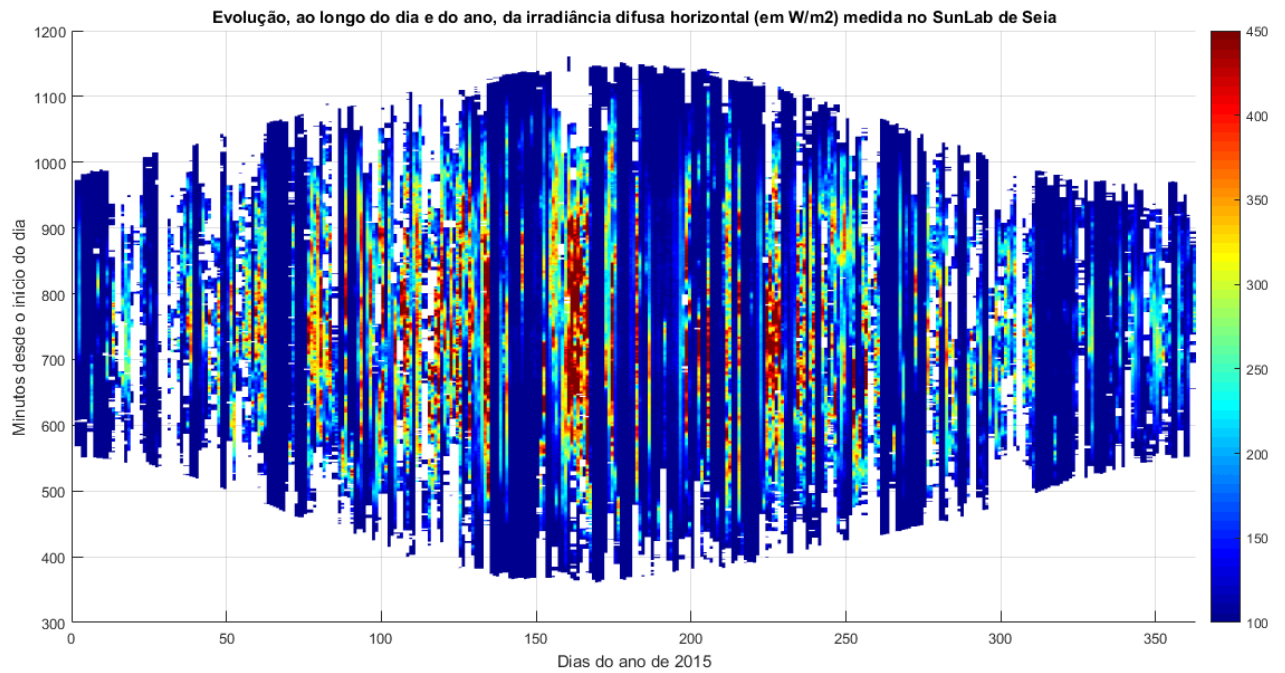


Figura 10 - Irradiância difusa horizontal (em W/m²) medida no SunLab de Seia ao longo de cada dia do ano de 2015.

A fig. 11 apresenta histogramas da irradiância global medida na horizontal, assim como da fração da radiação difusa, também para Seia em 2015.

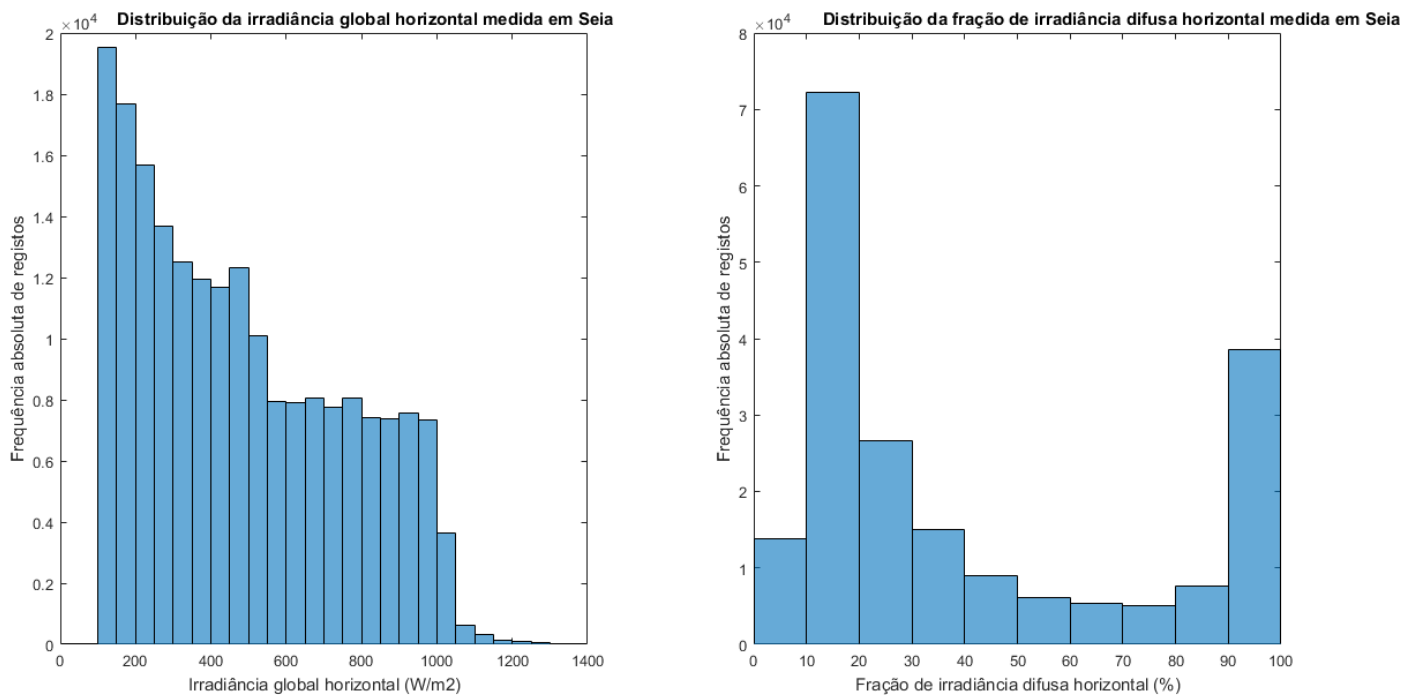


Figura 11- Distribuição das frações de irradiância difusa horizontal (%) e dos valores de irradiância global horizontal (em W/m²) medidos no SunLab de Seia em 2015.

Pela observação do histograma que se encontra no lado esquerdo, verifica-se que os valores de irradiância global medida na horizontal são tipicamente inferiores a 1000^f W/m². Tal como esperado, os valores mais baixos de irradiância são os mais frequentes, já que englobam - além dos dias muito nublados, nos quais a irradiância se mantém baixa desde o nascer ao pôr-do-sol - o resultado do ciclo diurno: todos os dias, a irradiância é inevitavelmente baixa ao início da manhã e ao fim da tarde.

É curioso observar a distribuição de frequências absolutas para as irradiâncias compreendidas entre os 500 e os 1000 W/m². Nesta gama de irradiâncias - cujos limites superior e inferior correspondem, respetivamente, à irradiância máxima num dia de verão e à irradiância máxima num dia de inverno - os valores parecem ser quase igualmente frequentes. Se por um lado a evolução diária da irradiância é progressiva (i.e. espera-se que, nos dias em que se registaram irradiâncias iguais ou superiores a 1000 W/m², se tenham registado também irradiâncias menores) por outro lado os dias em que se verificam irradiâncias mais elevadas serem menos frequentes mas também mais longos.

No gráfico da direita, pode verificar-se que as frações de irradiância difusa mais frequentes são tipicamente baixas (entre 10 e 20%). Contudo, nota-se também uma elevada frequência de frações de difusa entre os 90 e os 100%.

Relativamente aos dados de geração e de temperatura dos módulos fotovoltaicos, apesar de estes terem sido recolhidos em todos os painéis de ambas as localizações, tendo-se verificado que a evolução diária e anual destas grandezas era semelhante para todas as tecnologias (leia-se, para todas as “colunas”), optou-se por representar, a título de exemplo, somente uma tríade de painéis (horizontal, inclinação ótima e vertical, todos pertencentes a uma mesma coluna e, portanto, idênticos) para cada localização. No caso de Seia, escolheu-se a coluna A (módulos de CdS/CdTe, com uma potência nominal de 80W) e, no caso de Faro, escolheu-se a coluna C (módulos de silício monocristalino, com uma potência nominal de 220 W), por serem aquelas cujos dados apresentavam menos falhas.

A fig. 12 representa a potência gerada para as três inclinações, para a coluna A em Seia, em 2015.

^f Naturalmente, o verdadeiro limite inferior são os 0 W/m² e não os 120 W/m². Não aparecem dados para irradiâncias inferiores a 120 W/m² pois, tal como já foi referido, estas foram previamente filtradas. Optou-se por manter esse filtro neste gráfico, de maneira a aumentar a resolução da gama de valores mais relevante - dos 500 aos 1000 W/m².

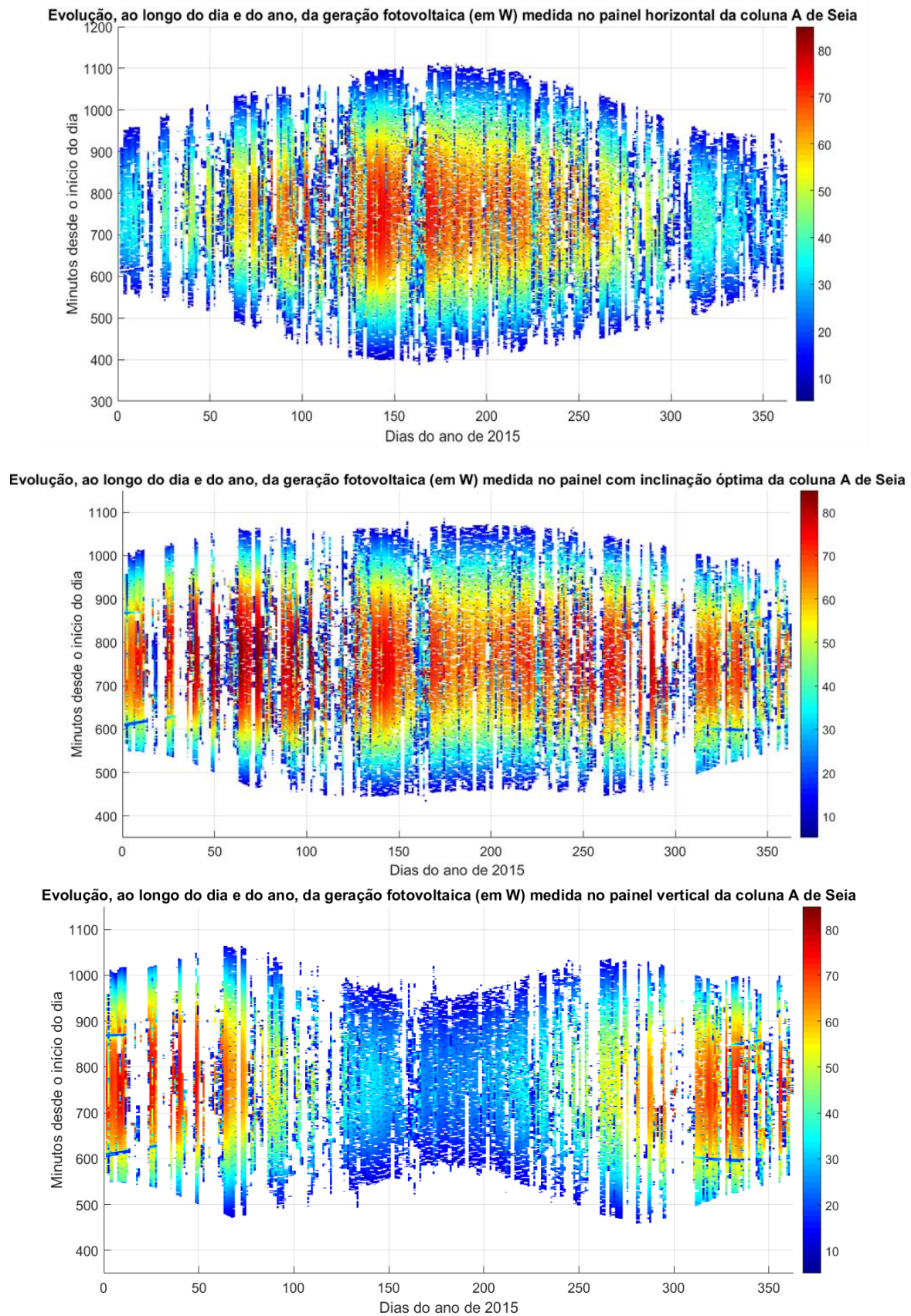


Figura 12 - Potência gerada (em W) nos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna A, em Seia, ao longo de 2015.

No plano horizontal, observa-se que os valores mais elevados de produção fotovoltaica ocorrem nos períodos em que a irradiância no plano horizontal é mais elevada (vd Figura 12). No plano inclinado a duração dos dias é mais uniforme ao longo do ano (porque para uma superfície inclinada orientada a sul o sol nasce mais tarde no verão). Verifica-se ainda que durante o período de inverno se obtêm potências relativamente mais elevadas, por efeito do melhor alinhamento da normal à superfície com a altura do sol. No plano vertical estes efeitos são ainda mais relevantes, registando-se ‘dias’ mais longos no inverno, precisamente quando se atingem os valores mais elevados de potência fotovoltaica, mais uma vez porque é uma posição mais favorável para situações de baixa altura solar.

Tanto na segunda como na terceira subfigura da figura 12, observam-se, a meio das manhãs e das tardes de inverno, riscas azuis que se demarcam do “padrão” e que correspondem a valores bastante baixos de produção. Estas ocorrências poderão dever-se à existência de algum objeto cuja sombra incida sobre os módulos inclinados da coluna A somente nesta altura do ano e durante apenas alguns minutos.

Na figura 13 apresentam-se histogramas com a distribuição dos valores de geração medidos em cada um dos módulos da coluna A de Seia. Verifica-se que os valores de produção fotovoltaica mais frequentes são os mais baixos. Também como esperado, observa-se que a produção do módulo vertical raramente atinge o valor da potência nominal e que o módulo com inclinação ótima é aquele que obtém produções elevadas mais frequentemente.

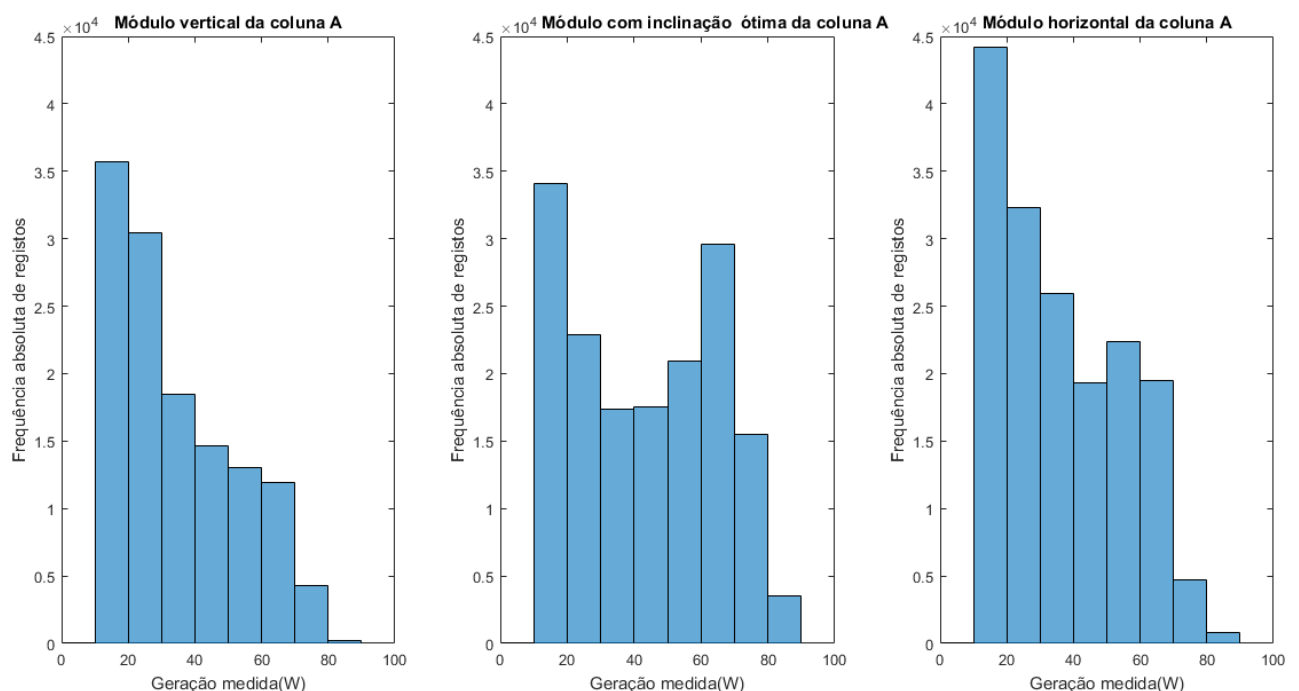


Figura 13 - Distribuição dos valores de geração fotovoltaica (em W) medidos, em 2015, em cada um dos três módulos ($\beta = 90^\circ$, $\beta = \varphi$ e $\beta = 0^\circ$) da coluna A de Seia.

A fig. 14 apresenta os valores de temperatura medidos nos módulos da coluna A em Seia, em 2015. De um modo geral, e como seria de esperar, a temperatura dos módulos acompanha a radiação solar. É de notar os valores máximos de temperatura atingidos (mais de 60°C), sobretudo frequentes no verão para as superfícies horizontais e inclinadas.

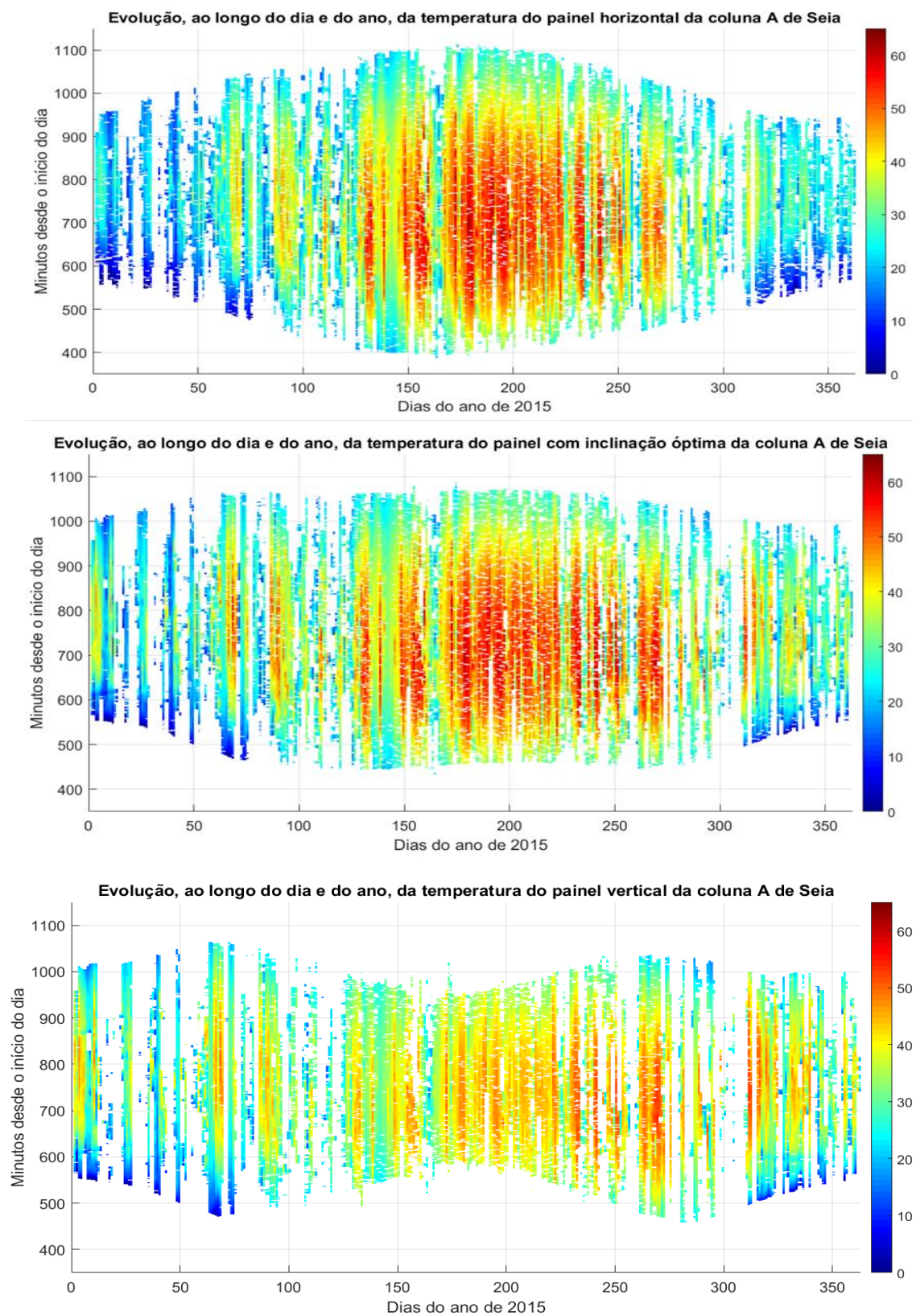


Figura 14- Temperatura (em °C) dos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna A, em Seia, ao longo de 2015.

Também importa notar que no inverno as temperaturas de funcionamento são mais baixas, presumivelmente devido ao efeito do vento. Uma última nota sobre o painel no plano vertical, que apresenta temperaturas mais elevadas no verão, em anti-ciclo com a geração fotovoltaica própria, mais elevada no inverno devido à menor altura solar.

As figs 15 a 20 representam os resultados anteriores para o SunLab de Faro, para 2014. Os dados são qualitativamente semelhantes aos registados em Seia embora aqui os valores de irradiância global mais elevados sejam mais frequentes.

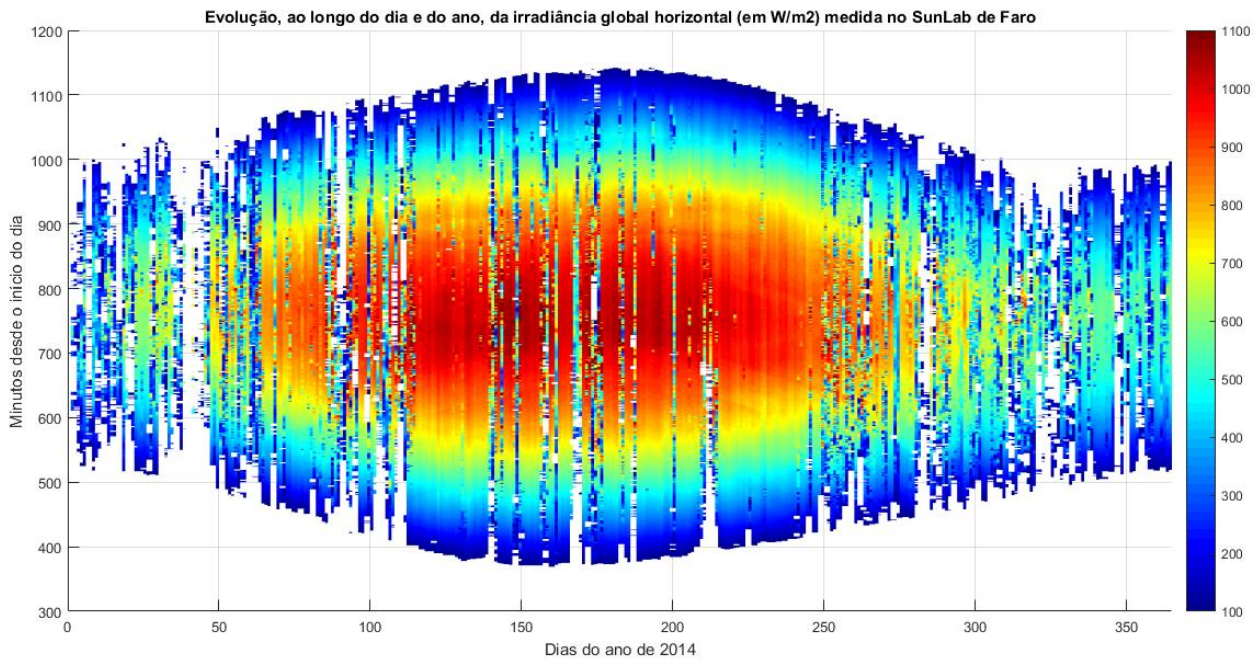


Figura 15 - Irradiância global horizontal (em W/m²) medida no SunLab de Faro ao longo de cada dia do ano de 2014

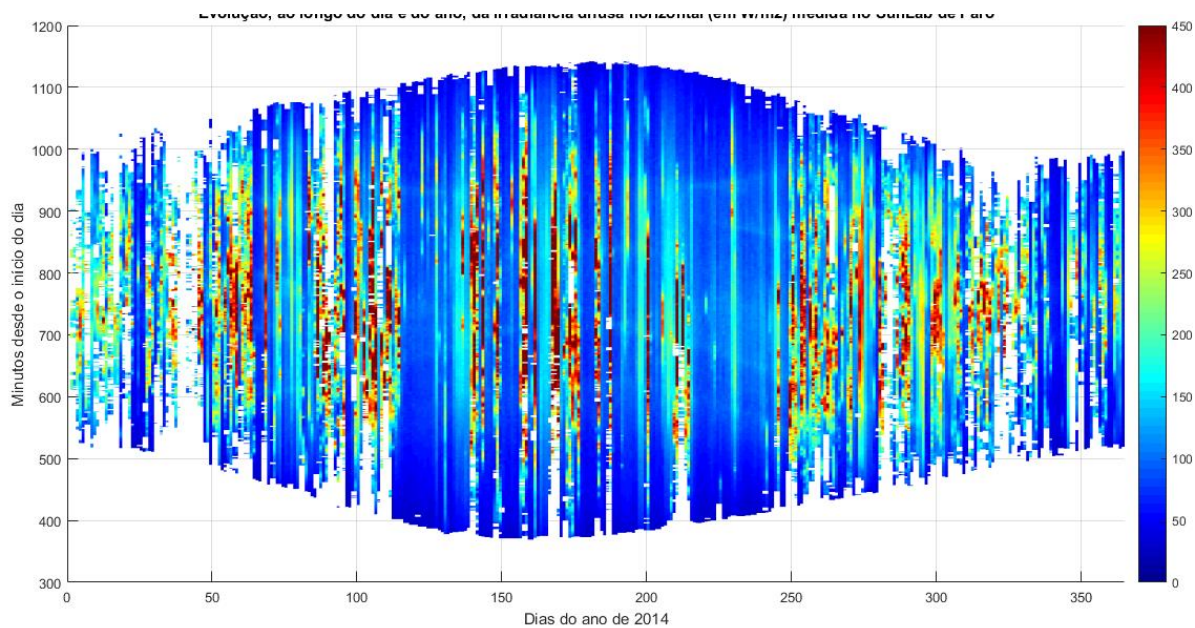


Figura 16 - Irradiância difusa horizontal (em W/m²) medida no SunLab de Faro ao longo de cada dia do ano de 2014

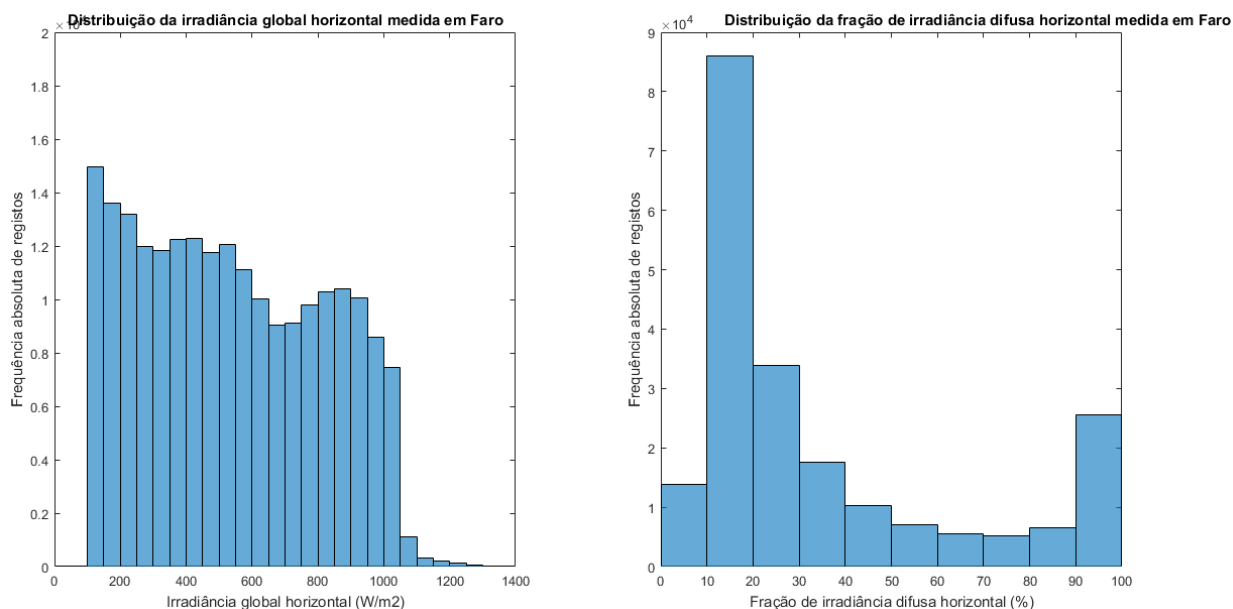
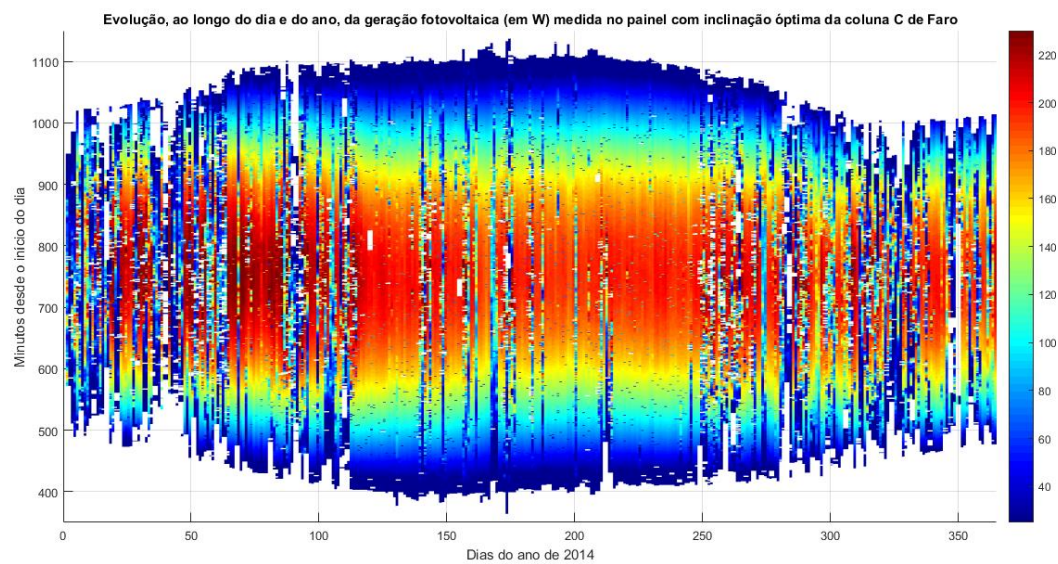
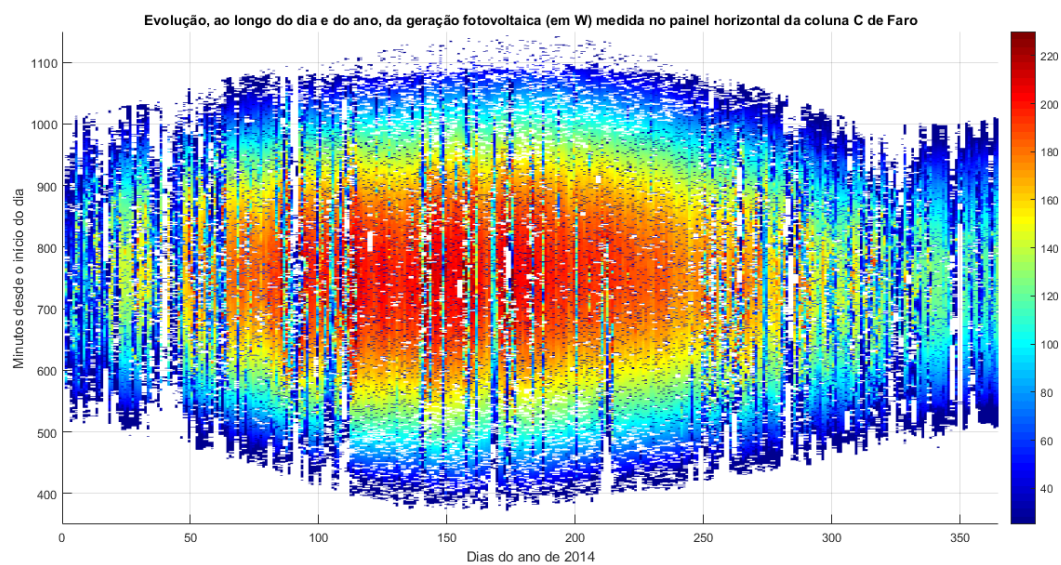


Figura 17 - Histogramas com a distribuição das irradiâncias globais e das frações de difusa medidas na horizontal



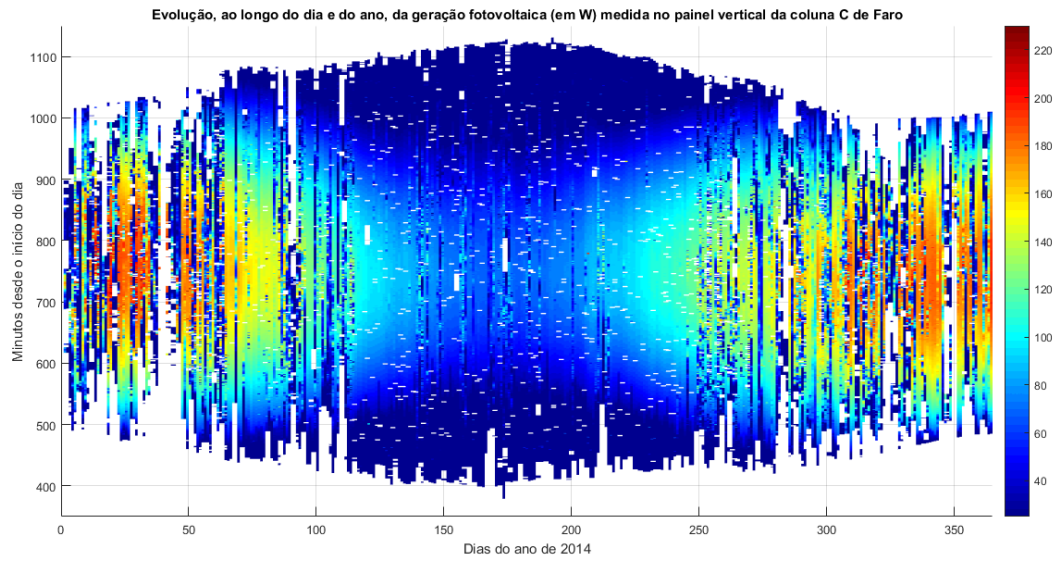


Figura 18 - Potência gerada (em W) nos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna C, em Faro, ao longo de 2014.

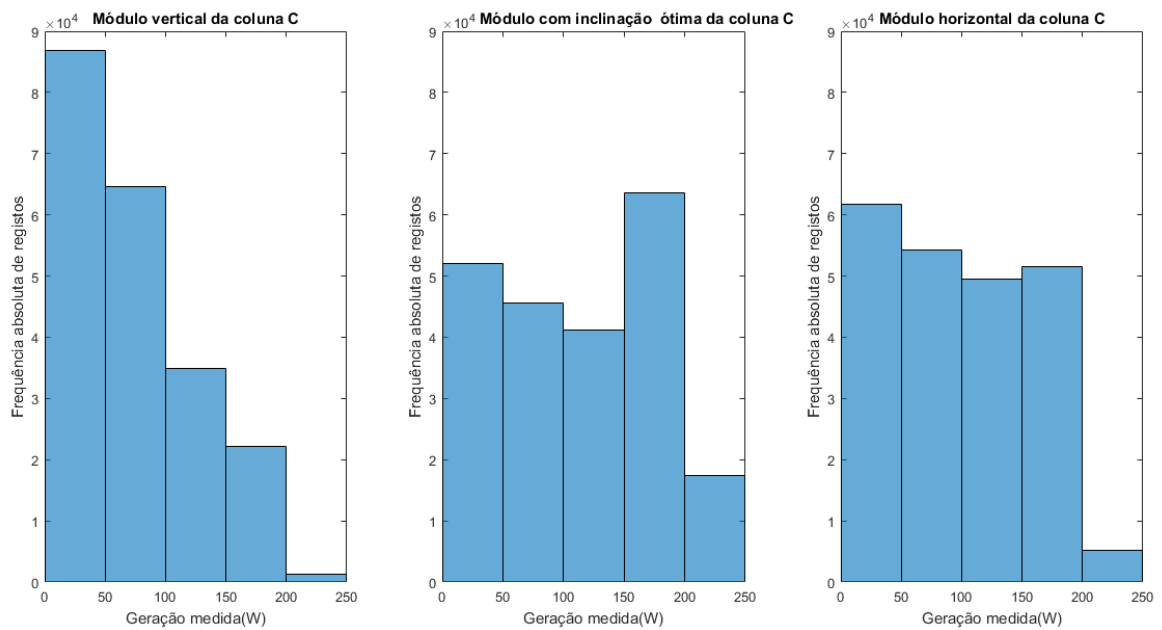
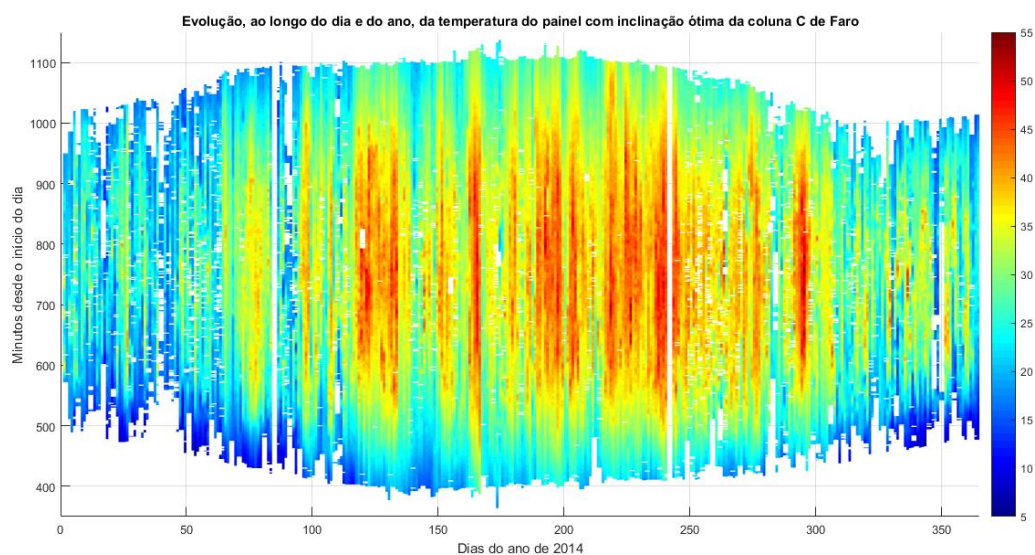
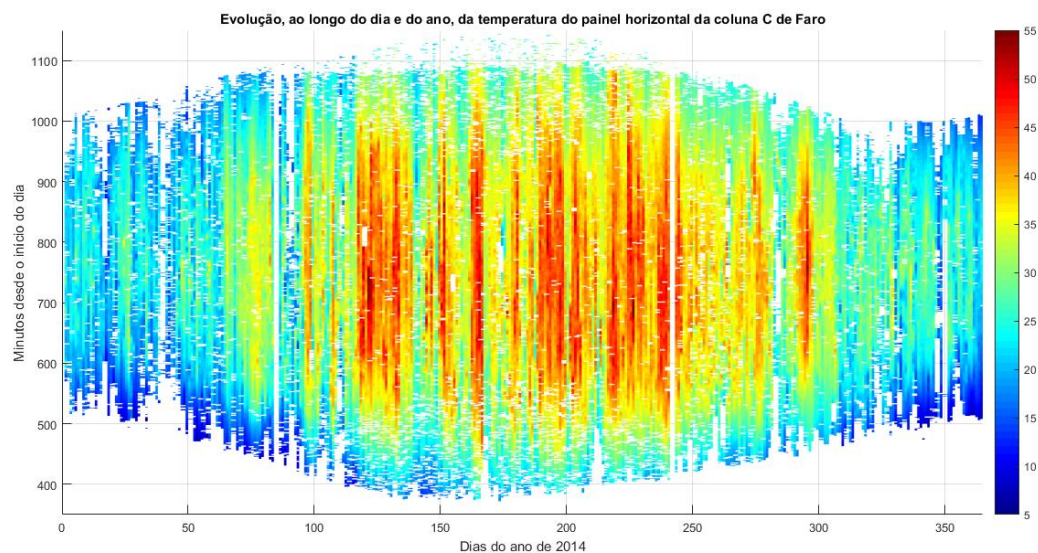


Figura 19 - Distribuição dos valores de geração fotovoltaica (em W) medidos, em 2014, em cada um dos três módulos ($\beta=90^\circ$, $\beta=\phi$ e $\beta=0^\circ$) da coluna C de Faro.



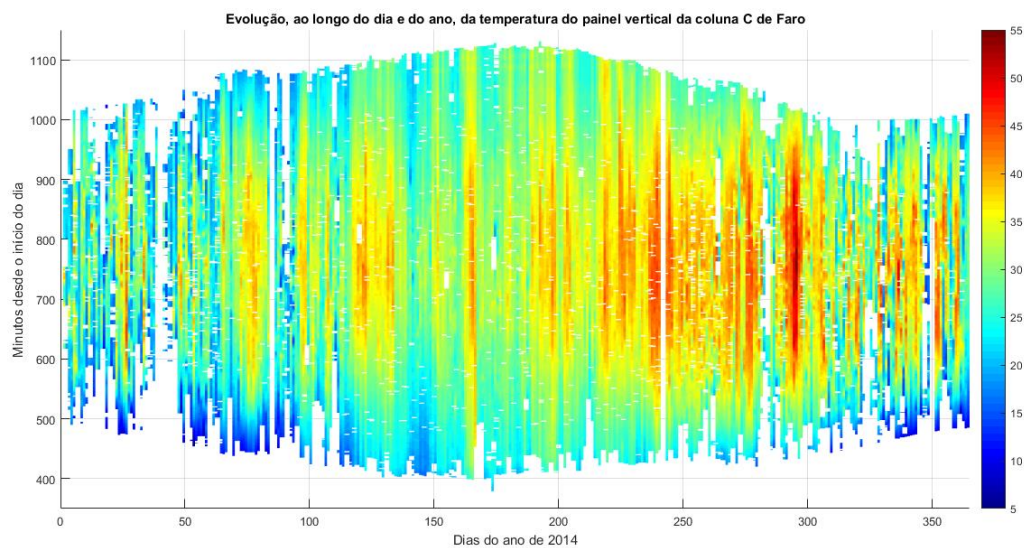


Figura 20 - Figura blablabla- Temperatura (em °C) dos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical da coluna C, em Faro, ao longo de 2014.

Capítulo 5 – Resultados

Este capítulo encontra-se fundamentalmente dividido em duas partes. Na primeira, é feita a validação do modelo de conversão fotovoltaica, através da comparação entre a geração medida nos painéis horizontais e a geração calculada a partir da irradiância medida no plano horizontal. Na segunda, procede-se à validação do modelo de distribuição angular da radiação, através da comparação entre a geração fotovoltaica medida em planos inclinados ($\beta=90^\circ$ e $\beta=\varphi$) e a geração calculada, com base na irradiância estimada a partir do modelo de Perez, para esses mesmos planos. Em cada um destes subcapítulos, analisa-se paralelamente o caso de Seia e o caso de Faro.

5.1. Validação do modelo de conversão fotovoltaica

Como a medida da irradiância é realizada na horizontal, pode ser confrontada com a geração fotovoltaica dos módulos solares colocados na horizontal, o que permite a validação do modelo de conversão de radiação solar em energia fotovoltaica gerada. Naturalmente que a validação é feita nas condições testadas (e.g. horizontal) pelo que a sua extrapolação para outras inclinações é limitada por um conjunto de fatores experimentais, nomeadamente o efeito do ângulo de incidência associado à reflectância da superfície, o impacto que a sujidade (que certamente difere com a inclinação pela ação do vento e da chuva) pode ter nessa reflectância, etc.

5.1.1. Comparação da geração fotovoltaica medida e calculada para módulos horizontais

Embora esta comparação tenha sido efetuada para cada um dos seis módulos horizontais das duas localizações em estudo (12 módulos, no total), optou-se por representar aqui, a título de exemplo, apenas os resultados obtidos para o painel horizontal do modelo D, existente no SunLab de Faro (fig. 21).

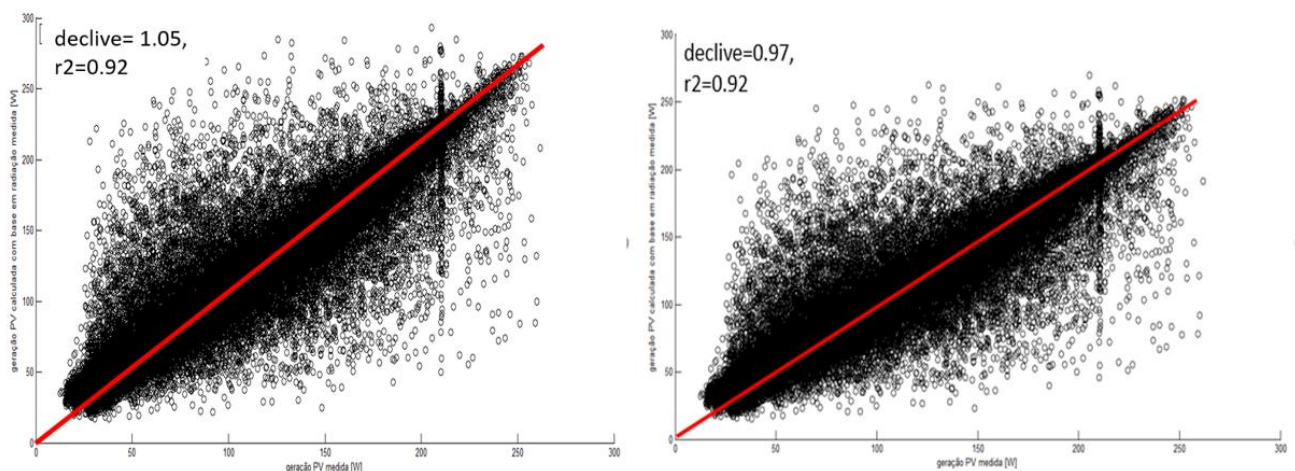


Figura 21 - Comparação da geração fotovoltaica calculada (na figura do lado esquerdo, com base na eficiência da data sheet e na figura do lado direito, com base na eficiência corrigida) com a geração fotovoltaica medida no módulo horizontal do modelo D existente no SunLab de Faro

Pela observação da imagem esquerda da Fig. 21, podemos constatar que o modelo de conversão da irradiância em geração fotovoltaica consegue descrever o desempenho dos painéis em estudo, com uma correlação linear da ordem dos 92%. Contudo, o declive da reta de ajuste (neste caso, $m = 1.05$) revela que estamos a sobrestimar a eficiência dos módulos. Esta sobrestimação pode estar associada a especificações ‘otimistas’ por parte dos fabricantes ou a perdas no sistema PV, incluindo degradação dos módulos, sujidade na sua superfície, perdas de tensão na cablagem, etc. A sobrestimação pode ainda estar associada a limitações no modelo, por exemplo através da subestimação do efeito da temperatura (que também é determinado por valores especificados pelo fabricante) ou uma subestimação da própria temperatura do módulo.

Porém, se considerarmos a *eficiência efectiva do módulo*, que é determinada através do processo já explicitado na Metodologia (subcapítulo 3.2), podemos observar na imagem direita da Fig. 21 que o modelo de conversão fotovoltaica passa a conseguir descrever os resultados experimentais com ainda mais precisão.

Para os outros painéis, obtiveram-se pares de gráficos semelhantes. Assim, para evitar uma representação gráfica exaustiva, estes não foram incluídos, tendo sido as suas características principais – o declive (“ m ”) e o R^2 , com e sem correção da eficiência – resumidas na Tabela 3.

Tabela 3 - Resultados das regressões lineares efetuadas entre os valores de geração fotovoltaica calculados (com e sem correcção da eficiência) para os módulos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia e os valores de geração medidos nos mesmos

Módulos	Seia		Faro	
	c/ correção	s/ correção	c/ correção	s/ correção
A	$m = 0.96$ $R^2 = 0.75$	$m = 1.10$ $R^2 = 0.75$	$m = 0.99$ $R^2 = 0.91$	$m = 1.04$ $R^2 = 0.91$
B	$m = 0.97$ $R^2 = 0.91$	$m = 1.04$ $R^2 = 0.91$	-	-
C	$m = 0.96$ $R^2 = 0.88$	$m = 1.05$ $R^2 = 0.88$	$m = 0.93$ $R^2 = 0.65$	$m = 1.04$ $R^2 = 0.65$
D	$m = 0.96$ $R^2 = 0.87$	$m = 1.05$ $R^2 = 0.87$	$m = 0.97$ $R^2 = 0.92$	$m = 1.05$ $R^2 = 0.92$
E	$m = 0.95$ $R^2 = 0.76$	$m = 1.04$ $R^2 = 0.76$	-	-
F	$m = 0.96$ $R^2 = 0.83$	$m = 1.00$ $R^2 = 0.83$	$m = 0.96$ $R^2 = 0.63$	$m = 1.17$ $R^2 = 0.63$

Como esperado, observa-se que o R^2 permanece imune à alteração da eficiência. Embora a diferença não seja muito expressiva, observa-se também que, na maioria dos casos, o declive da linha de tendência se aproxima ligeiramente mais (em termos absolutos) de 1 quando se considera a eficiência corrigida.

Para obter indicadores mais significativos do impacto da correção da eficiência na fiabilidade do modelo de conversão fotovoltaica, calcularam-se também os valores médios anuais do erro sistemático (*vd.*

Equação (34) no capítulo 3), do erro absoluto (*vd.* Equação (35) no capítulo 3) e do erro quadrático^g (*vd.* Equação (36) no capítulo 3) associados à geração calculada (com e sem correcção da eficiência) para cada um destes módulos. Estes erros foram posteriormente normalizados pela potência média anual medida em cada um dos painéis.

Os resultados obtidos encontram-se nas tabelas 4 e 5.

Tabela 4 - Valores de normalized Mean Bias Error (nMBE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia

	Seia		Faro	
	nMBE (%) p/eficiência corrigida	nMBE (%) p/eficiência da data sheet	nMBE (%) p/eficiência corrigida	nMBE (%) p/eficiência da data sheet
A	0.4	14.6	-0.4	6.4
B	-0.9	6.8	-	-
C	-1.1	8.0	-1.8	10.6
D	-0.4	9.0	-1.3	8.5
E	1.2	10.6	-	-
F	-1.4	3.3	2.2	24.5

Tabela 5 - Tabela blablabla – Valores de normalized Mean Absolute Error (nMAE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia

	Seia		Faro	
	nMAE (%) p/eficiência corrigida	nMAE (%) p/eficiência da data sheet	nMAE (%) p/eficiência corrigida	nMAE (%) p/eficiência da data sheet
A	12.6	18.5	6.7	9.6
B	9.6	11.1	-	-
C	11.7	13.3	16.2	14.6
D	11.9	13.5	8.2	11.0
E	16.2	16.7	-	-
F	10.6	11.6	14.8	27.1

^g Erros estes que aqui serão, por vezes, designados pelas siglas da expressão inglesa correspondente: “MBE” (“Mean Bias Error”), “MAE” (“Mean Absolute Error”) e “RMSE” (“Root Mean Square Error”). Quando precedidas de um “n”, estas siglas referem-se ao valor normalizado do erro.

Verifica-se que o nMBE é consideravelmente reduzido ao considerar a eficiência corrigida. Embora a diferença não seja tão significativa (o que é natural, pois a incerteza na eficiência manifesta-se essencialmente sob a forma de desvios sistemáticos), verifica-se também que, para a maioria dos módulos (o C de Faro é a única exceção) o nMAE é mais baixo quando se considera a eficiência corrigida. Isto também era expectável, uma vez que o desvio absoluto “contém” o desvio sistemático e uma vez que já se tinha verificado que o nMBE diminuía ao considerar a eficiência corrigida.

O facto de o nMBE associado à eficiência corrigida ser negativo para a maioria dos painéis sugere que, nestes casos, os fatores de correção estão sobrestimados – talvez as temperaturas médias reais dos módulos sejam um pouco inferiores às aquelas que foram consideradas (os dados de temperatura utilizados foram recolhidos num único ponto do módulo e a temperatura dos módulos não é homogénea; poderá acontecer que, em alguns dos painéis, os sensores de temperatura tenham sido colocados em pontos cujas temperaturas sejam sistematicamente superiores às temperaturas médias dos painéis). Nos módulos horizontais A e E de Seia e F de Faro, sendo o nMBE associado à eficiência corrigida positivos, poderá ter acontecido o contrário. De qualquer forma, para todos os painéis, a magnitude do erro sistemático cometido é muito pequena pelo que se considera que o modelo de conversão fotovoltaica se encontra validado.

5.1.2. Eficiência dos painéis horizontais

Os factores de correção para a eficiência dos módulos são apresentados na tabela 6, que reúne, para cada uma das localizações e para cada um dos seis modelos de painel (A, B, C, D, E, F):

- a eficiência em *Standard Test Conditions* (STC), η_{STC_ds} , calculada com base nos valores de área e de potência nominal em STC que se encontravam na respetiva *data sheet*;
- a eficiência a 25°C, η_{STC_real} , (que funciona como “eficiência STC real” e que foi obtida através de uma regressão linear efetuada a partir do confronto entre a produção medida na horizontal e a irradiância incidente corrigida com base na temperatura do módulo fotovoltaico
- o fator de correção, f , calculado a partir da razão entre as eficiências supramencionadas:

Tabela 6 - Eficiências teóricas e eficiências reais dos módulos fotovoltaicos horizontais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro e no de Seia

Painéis	Faro (2014)		Seia (2015)	
	η_{STC_real}	f	η_{STC_real}	f
A ($\eta_{STC_ds}=11.1\%$)	10.48%	0.94	9.75%	0.88
B ($\eta_{STC_ds}=15.3\%$)	7.45%	0.49	14.24%	0.93
C ($\eta_{STC_ds}=13.4\%$)	12.02%	0.90	12.25%	0.92
D ($\eta_{STC_ds}=13.7\%$)	12.59%	0.92	12.49%	0.91
E ($\eta_{STC_ds}=15.3\%$)	11.54%	0.76	14.01%	0.92
F ($\eta_{STC_ds}=11.0\%$)	9.02%	0.82	10.50%	0.95

Pode observar-se que, em Faro, os painéis horizontais dos modelos B e E apresentavam eficiências reais bastante inferiores às das *data sheets*. Esta constatação terá sido, certamente, aquilo que motivou a

substituição de todos os painéis destes dois modelos, ocorrida em dezembro de 2014, em ambas as localidades.

Sendo a degradação dos painéis horizontais B e E demasiado significativa e não se conhecendo o tipo de avarias nem a forma como estas terão afetado o desempenho dos módulos (a aplicação destes fatores de correção poderia não ser um mecanismo válido de compensação), optou-se por não considerar os painéis dos modelos B e E no estudo que foi feito para Faro.

Uma vez que os resultados de Seia que aqui se apresentam são já referentes ao ano de 2015, era talvez expectável que, neste caso, as eficiências reais dos módulos A, C, D e F (neste caso, o B e E estavam em funcionamento apenas desde dezembro de 2014) fossem ligeiramente inferiores às eficiências reais observadas em 2014, em Faro, para os painéis dos mesmos modelos. No entanto, como a diferença temporal entre estas duas séries de dados é de apenas um ano e como, nos dois locais, existem condições ambientais distintas que podem influenciar de maneiras diferentes a taxa de degradação dos painéis (e como os painéis de um mesmo modelo não são todos exatamente iguais), não é muito estranho verificar que os painéis horizontais C e F de Seia apresentam, em 2015, eficiências reais um pouco superiores àquelas que os painéis homólogos apresentavam, um ano antes, em Faro.

De notar que os painéis B e E em Seia apresentam reduções na eficiência comparáveis aos restantes, três anos mais antigos. Este resultado sugere que os desvios não são devido à degradação do desempenho dos módulos, mas a outros factores anteriormente discutidos, e.g. especificações ‘otimistas’, quedas de tensão na cablagem, etc.

5.1.3 Eficiência dos módulos inclinados

Como vimos, a extrapolação do modelo de conversão fotovoltaica validado para painéis horizontais para outras inclinações é limitada por factores como o vento ou a sujidade^h que não podemos modelar. Um dos critérios que devemos considerar é a legitimidade de utilizar o mesmo fator de correção da eficiência que se determinou para os painéis horizontais. Para responder a esta pergunta, compararam-se os valores de nMBE e de nMAE anuais obtidos em cada uma das alternativas (utilização da “eficiência real” determinada para cada um dos painéis horizontais vs utilização da eficiência da *data sheet*). Os resultados são apresentados na tabela 7 e 8.

Tabela 7 - Valores de normalized Mean Bias Error (nMBE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Seia

	Inclinação Óptima		Vertical	
	nMBE (%) p/eficiência corrigida	nMBE (%) p/eficiência da data sheet	nMBE (%) p/eficiência corrigida	nMBE (%) p/eficiência da data sheet
A	1.7	16.1	2.3	16.9
B	1.4	9.5	4.1	13.4
C	-0.5	8.9	2.8	13.2
D	-1.3	8.2	1.3	12.1
E	-4.1	5.1	-1.6	8.9
F	4.2	9.2	7.5	12.8

^h A sujidade é mais relevante para painéis horizontais do que para os inclinados e, sobretudo, do que para os verticais, pelo que, se esta tivesse um impacto relevante, a eficiência *eficaz* deveria aumentar com a inclinação, o que não se verifica.

Tabela 8 - Valores de normalized Mean Absolute Error (nMAE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Seia

	Inclinação Óptima		Vertical	
	nMAE (%) p/eficiência corrigida	nMAE (%) p/eficiência da data sheet	nMAE (%) p/eficiência corrigida	nMAE (%) p/eficiência da data sheet
A	12.9	19.4	15.7	20.4
B	10.1	13.8	14.8	19.9
C	9.6	13.1	13.2	18.7
D	10.9	12.4	14.5	17.9
E	12.5	10.5	14.4	15.9
F	10.5	13.7	18.3	22.3

Pode observar-se que, tanto nos painéis com inclinação óptima como nos painéis verticais, o nMBE é consideravelmente inferior (menos de metade, para a maioria dos módulos) quando se considera a “eficiência real” determinada para o painel horizontal da mesma coluna. É de notar também que o nMBE tende a aumentar do plano inclinado para o plano vertical, o que deverá estar associado a outros factores (nomeadamente o modelo de distribuição angular da radiação discutido abaixo).

Embora a diferença não seja tão notória como no nMBE, também se pode observar que, para todos os módulos, o nMAE é menor quando se considera a “eficiência real” determinada para os painéis horizontais. Além disso, verifica-se ainda que os nMAE obtidos para os painéis verticais também são um pouco superiores aos nMAE obtidos para os painéis inclinados.

Podemos, portanto, concluir que é legítimo utilizar a eficiência efetiva determinada para os painéis horizontais para outras inclinações, embora tendo consciência que podemos estar a introduzir erros sistemáticos com esta extrapolação.

Tabela 9 - Valores de normalized Mean Bias Error (nMBE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro

	Inclinação Óptima		Vertical	
	nMBE (%) p/eficiência corrigida	nMBE (%) p/eficiência da data sheet	nMBE (%) p/eficiência corrigida	nMBE (%) p/eficiência da data sheet
A	3.3	9.6	7.0	13.7
B	-	-	-	-
C	-3.8	7.5	2.8	16.4
D	0.0	8.9	3.3	13.7
E	-	-	-	-
F	17.2	42.9	1.3	22.6

Tabela 10 - Valores de normalized Mean Absolute Error (nMAE) obtidos no cálculo da geração fotovoltaica (com e sem correcção da eficiência) para os módulos com inclinação óptima e para os módulos verticais dos modelos A, B, C, D, E, F instalados no SunLab de Faro

	Inclinação Óptima		Vertical	
	nMAE (%) p/eficiência corrigida	nMAE (%) p/eficiência da data sheet	nMAE (%) p/eficiência corrigida	nMAE (%) p/eficiência da data sheet
A	8.9	12.7	20.1	25.2
B	-	-	-	-
C	9.0	10.7	10.1	19.8
D	7.7	11.5	11.2	17.7
E	-	-	-	-
F	20.1	44.0	14.2	26.3

5.1.4 Erros aleatórios

O MAE e o nMAE resultam da soma dos valores absolutos dos desvios, e são, portanto, uma medida de erro que acumula os erros sistemáticos, identificados pelo MBE, e os erros aleatórios observados nas séries de dados.

A natureza destes erros inclui a incerteza dos equipamentos de medida, da radiação solar, temperatura e geração fotovoltaica. Uma outra origem da incerteza neste caso particular é o facto de os valores de irradiância utilizados no cálculo da geração fotovoltaica serem medidos a alguns metros de distância dos módulos – o suficiente para que estes e os piranómetros “vejam” as mesmas nuvens em instantes diferentes (e até eventualmente nuvens diferentes). O mesmo resultado poderia também poderia acontecer se houvesse dessincronização na aquisição de dados de geração dos vários módulos e piranómetros. Deste modo, em períodos em que a irradiância incidente no painel é globalmente muito elevada, estes atrasos/avanços podem conduzir a grandes desvios pontuais.

A figura **22** ilustra este efeito. Os dados referem-se a valores de irradiância medida e a geração fotovoltaica medida no módulo horizontal da coluna F, existente no SunLab de Faro, no dia 6 de junho 2014, entre as 12h20 e as 13h45. Importa dizer que, para possibilitar esta comparação, os dados de geração foram divididos pela área do módulo e pela sua eficiência.

Podemos observar que há instantes em que a irradiância se antecipa à geração fotovoltaica (B) e outros instantes em que se verifica o inverso (A), o que sugere que não se trata de um problema de sincronismo no sistema de aquisição de dados mas um efeito real (e.g. a direção do movimento das nuvens varia ao longo do dia).

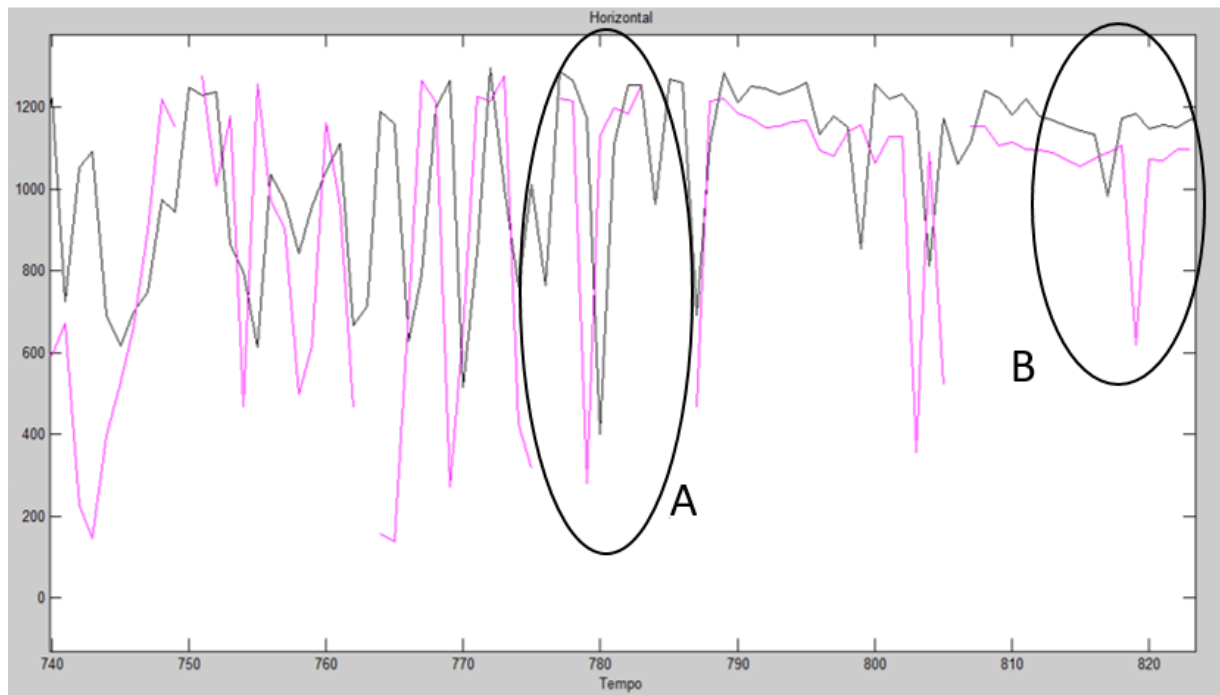


Figura 22 - Desfasamentos entre a irradiância medida (a preto) e a geração fotovoltaica medida (a cor-de-rosa) no módulo horizontal da coluna F, no SunLab de Faro. De modo a facilitar a comparação, os valores de geração foram divididos pela eficiência do painel e pela área do mesmo (eixo dos yy em W/m^2). Na situação A, o decréscimo abrupto na produção precede o decréscimo abrupto registado para a radiação e na situação B pode observar-se o efeito contrário.

5.2. Validação do modelo de distribuição angular da radiação

5.2.1. Resultados da aplicação do modelo

A aplicação do modelo de distribuição angular da radiação solar aos dados de radiação solar global medido na horizontal (modelo de Perez) acoplado ao modelo de conversão de radiação solar em geração fotovoltaica validado na secção anterior permite estimar a geração fotovoltaica para qualquer superfície em cada instante. As figuras 23 e 24 ilustram os resultados para uma coluna (3 módulos com inclinações diferentes) em Seia e Faro, respectivamente. No caso de Seia, escolheu-se a coluna A (módulos de CdS/CdTe, com uma potência nominal de 80W) e, no caso de Faro, escolheu-se a coluna C (módulos de silício monocristalino, com uma potência nominal de 220 W), por serem aquelas cujos dados apresentavam menos falhas. As restantes colunas apresentam resultados semelhantes.

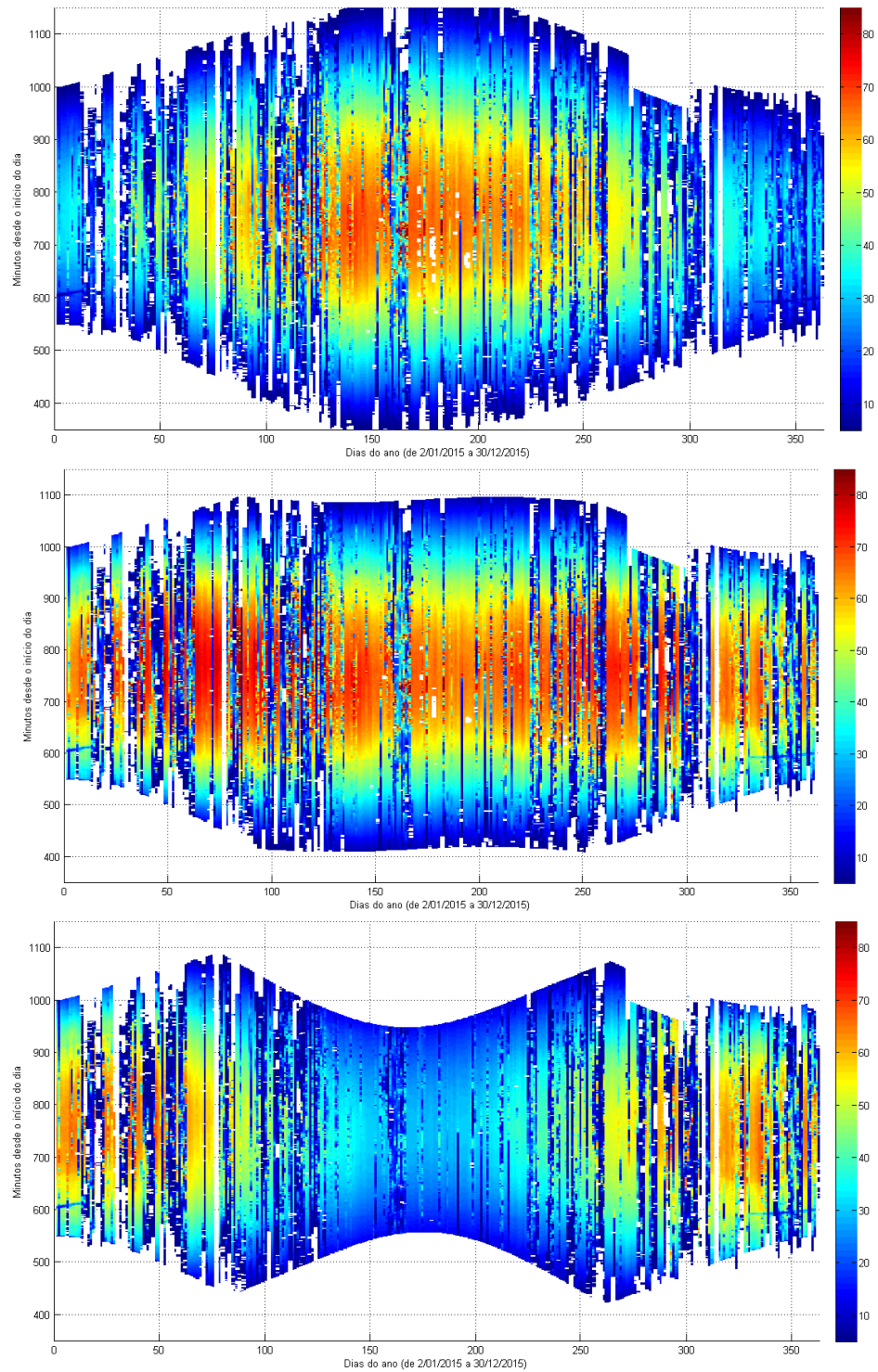


Figura 23 - Geração fotovoltaica medida (em W), ao longo de 2015, nos módulos da coluna A de Seia instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical (de cima para baixo)

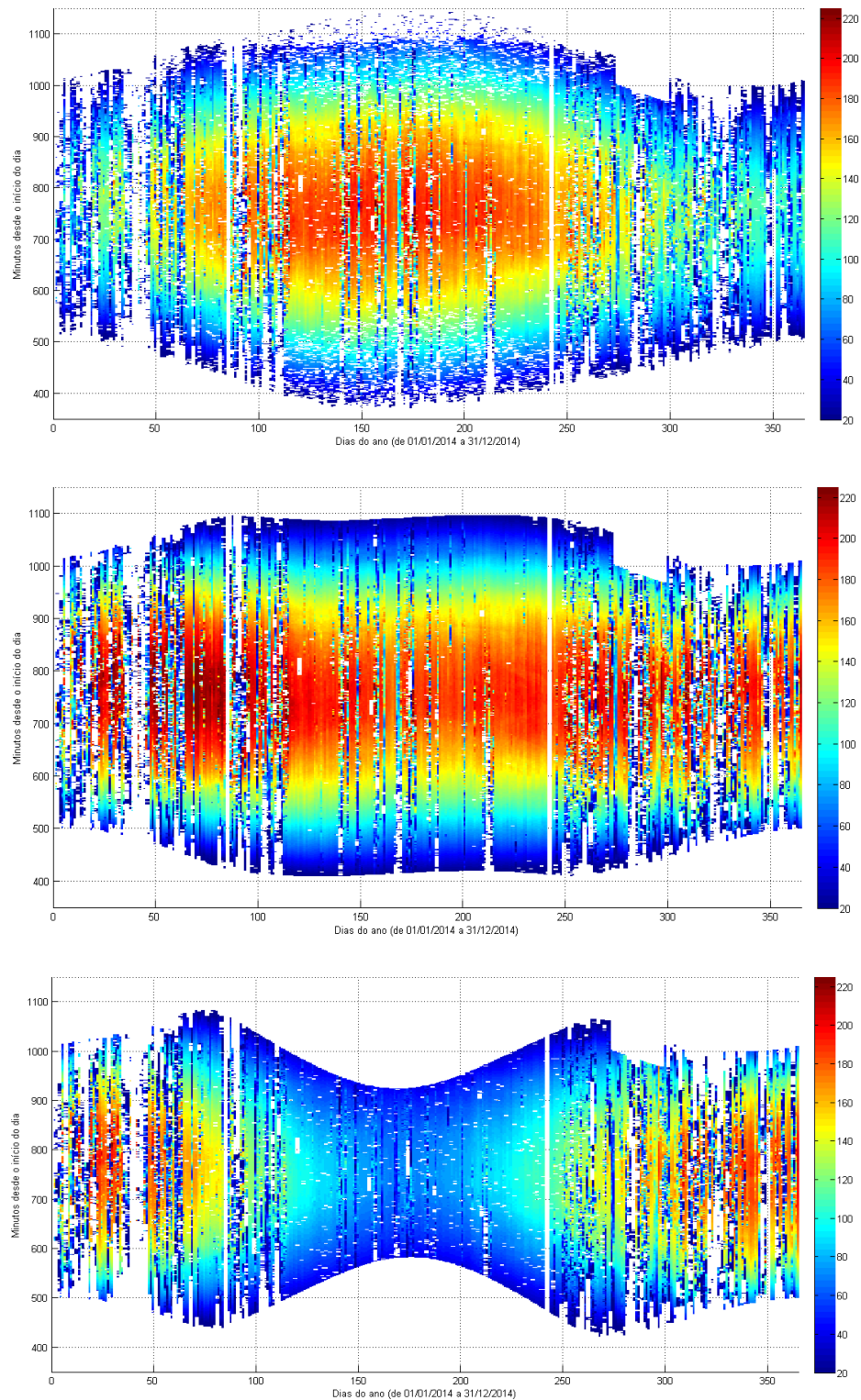


Figura 24 - Geração fotovoltaica medida (em W), ao longo de 2014, nos módulos da coluna C de Faro instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical (de cima para baixo)

Tal como esperado, verifica-se que, de um modo geral, e para ambas as localizações, a produção fotovoltaica é mais elevada a meio do dia e durante os períodos do ano em que é expectável haver uma

irradiância mais intensa a incidir sobre cada um dos três planos em estudo: para o plano horizontal, o verão; para o plano vertical, o inverno; e, para o plano com inclinação óptima, a sazonalidade é muito menos evidente.

Observam-se, também, durante os períodos em que a irradiância é mais elevada, alguns valores de produção muito baixos (riscas com tons azuis) que quebram o padrão e que representam dias ou várias horas consecutivas em que o céu esteve bastante nublado.

É de notar ainda a existência de alguns dias (particularmente frequentes nos períodos em que a produção fotovoltaica é mais elevada) em que se notam variações muito bruscas na geração. Este facto também não deverá causar estranheza, visto que é precisamente durante os períodos em que a irradiância incidente é mais intensa que a passagem pontual de nuvens se torna mais “dramática” (de um momento para o outro, a irradiância incidente pode diminuir mais de 80%). Caso os resultados tivessem sido apresentados sob a forma de médias horárias, estes efeitos seriam bastante atenuados.

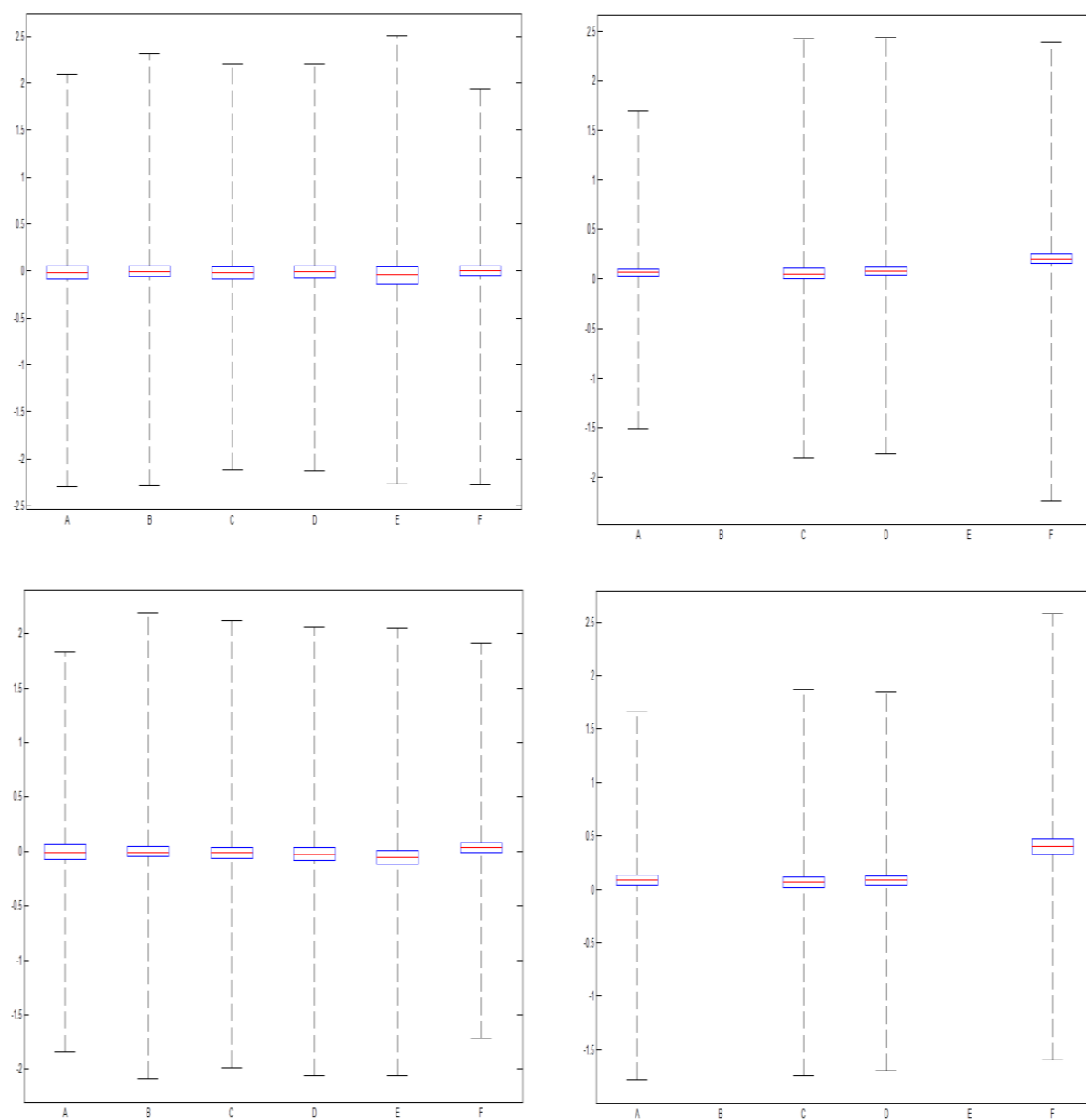
Também se destaca o número diário de horas de produção e a sua evolução ao longo do ano: o painel horizontal tem um período de produção mais alargado no verão; o painel vertical tem um período de produção mais alargado nos equinócios e o painel posicionado na inclinação óptima tem um período de produção quase uniforme ao longo do ano embora um pouco mais curto durante o inverno.

Estas figuras podem ser confrontadas com as figs. 12 e 18 (na secção dos dados, cap. 4) que apresentam os dados experimentais da geração fotovoltaica nos mesmos módulos. Mais interessante é analisar detalhadamente os desvios entre os dois conjuntos de dados, como fazemos na secção seguinte.

5.2.2. Desvios entre resultados do modelo e dados experimentais

Os desvios são definidos como a diferença entre o valor calculado pelo modelo e o valor medido. Assim, um desvio negativo e um positivo correspondem, respetivamente, a uma subestimativa e a uma sobrestimativa do valor calculado. De modo a facilitar a interpretação dos resultados, optou-se por normalizar os desvios, dividindo-os pela potência média anual medida em cada um dos módulos.

Os resultados obtidos encontram-se sumariados na fig. 25 em que o extremo inferior do “bigode” inferior corresponde ao valor mínimo da distribuição e o extremo superior do “bigode” superior corresponde ao máximo. O limite inferior da “caixa” que está entre os dois “bigodes” é o 1º quartil e o limite superior é o 3º quartil. O segmento de reta vermelho que se encontra dentro da caixa corresponde à mediana da distribuição.



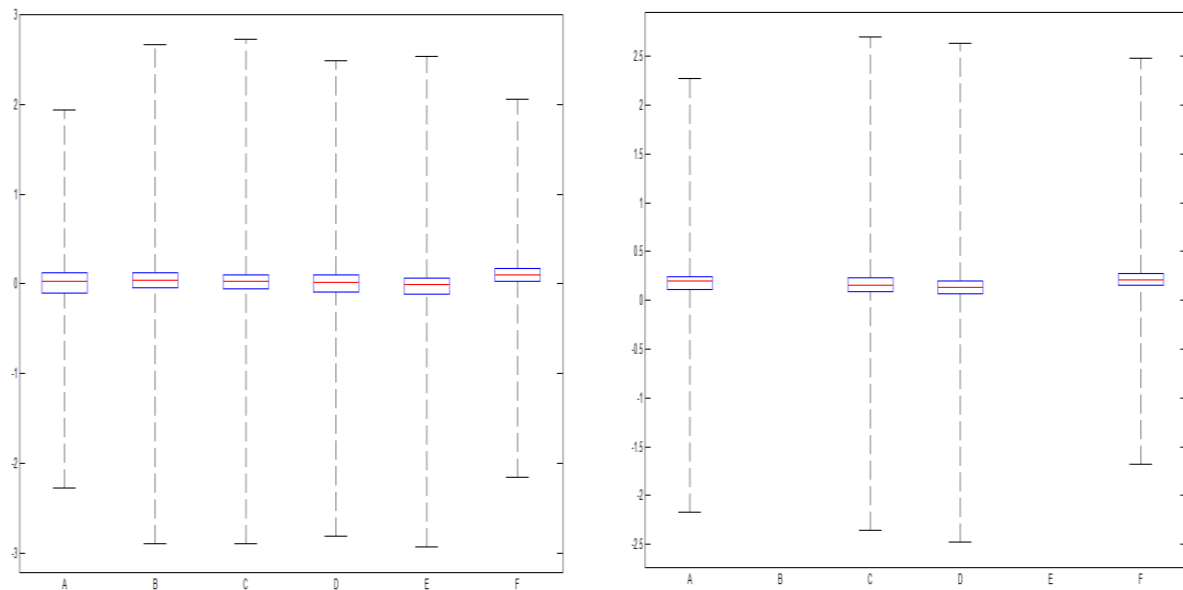


Figura 25 -Boxplots que traduzem a distribuição dos desvios obtidos. Na coluna esquerda, apresentam-se os resultados obtidos para Seia e na coluna direita os resultados obtidos para Faro. A primeira linha corresponde aos módulos horizontais, a segunda aos módulos inclinados e a terceira aos módulos verticais.

Pode observar-se que, para a maioria dos módulos (tanto de Seia como de Faro), a distribuição dos desvios é aproximadamente simétrica (o valor da mediana encontra-se quase equidistante dos valores mínimo e máximo da distribuição). Além disso, o facto de a mediana se encontrar muito próxima de 0 em quase todos os módulos implica que o número de subestimativas seja praticamente igual ao número de sobrestimativas. Isto não se verifica, porém, para os três módulos F instalados em Faro, cuja mediana é aproximadamente 25% (ou mesmo 50%, para o módulo instalado na inclinação óptima) da potência média anual medida.

Observa-se também que a distância interquartil (definida como a diferença entre Q3 e Q1) é bastante pequena: 50% dos desvios são, em termos absolutos, inferiores a 15% da potência média anual medida, para a maioria dos módulos.

A outra metade dos desvios encontra-se, porém, bastante dispersa já que, para quase todos os módulos, os desvios máximo e mínimo chegam (em termos absolutos) até duas ou duas vezes e meia (ou mesmo três, em alguns casos!) da potência média anual produzida pelo módulo. Ou seja, poderá acontecer, por vezes, que o módulo esteja a produzir à potência máxima e que a potência calculada para esse módulo nesse instante seja aproximadamente 0 (e vice-versa). Presume-se que a origem destes desvios é a dos erros aleatórios observados nos painéis horizontais e discutidos na secção 5.1.4 acima, e portanto não representam limitações do modelo mas da montagem experimental.

A fig. 26 representa a evolução dos desvios ao longo do ano. Como anteriormente, por uma questão de economia de espaço apenas se apresentam resultados para uma coluna de módulos em cada uma das localizações (coluna A em Seia e coluna C em Faro). Os resultados para as restantes colunas são semelhantes. Notar que a escala de cores é limitada a desvios compreendidos entre -20% e +20% da potência nominal dos módulos, aumentando-se assim a resolução dos desvios pequenos (que são os mais frequentes) e desvalorizando os desvios grandes (que se presumem um artifício experimental).

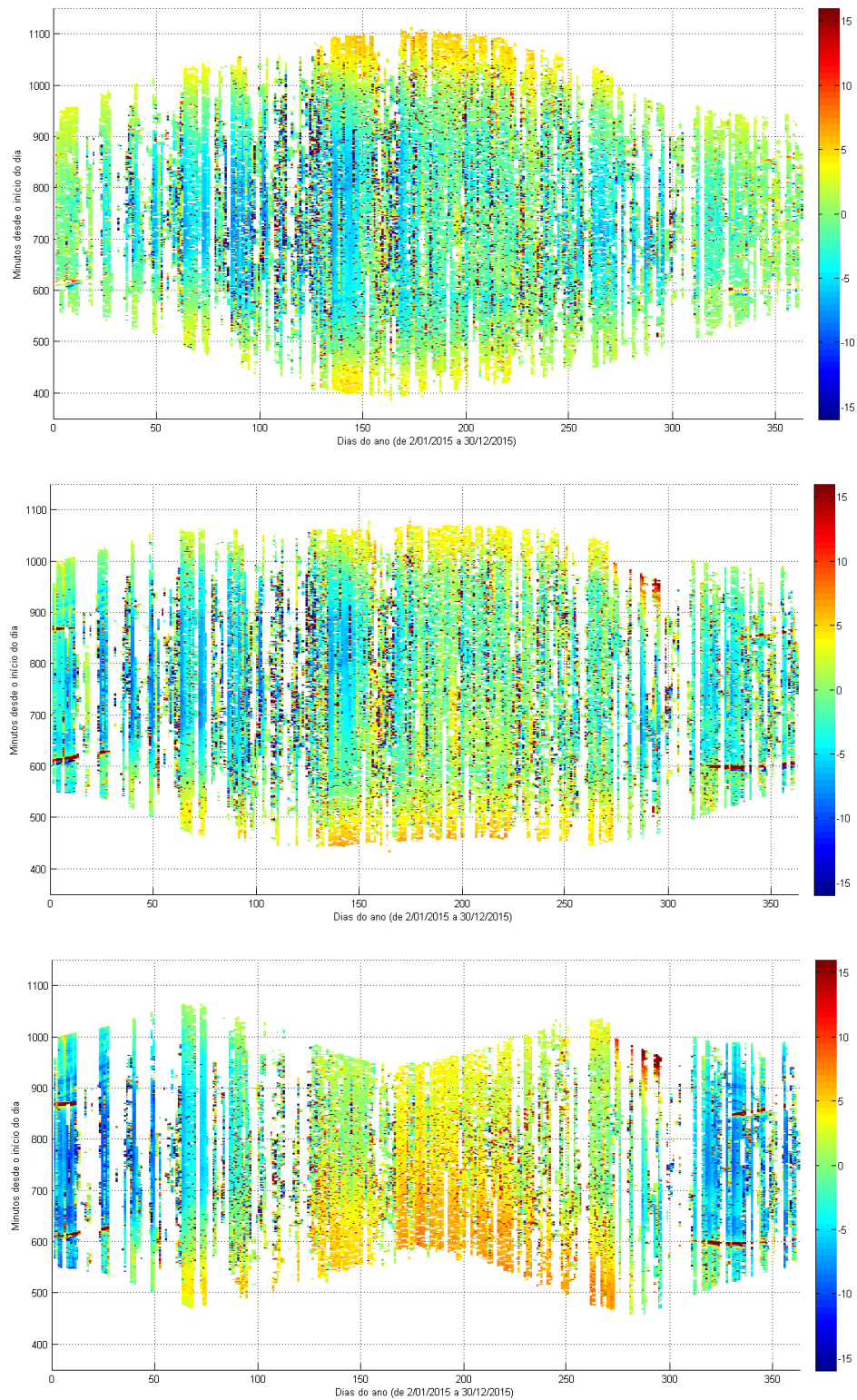


Figura 26- Desvios (em W) obtidos entre a produção calculada e a produção medida nos módulos instalados na horizontal, inclinação ótima e vertical (de cima para baixo) da coluna A de Seia, ao longo de 2015

Podemos observar que no plano horizontal os desvios são pequenos, com uma ligeira sobrestimativa (de cerca de 5 W) no início e no final do dia especialmente no verão. Também nesta estação, observa-se uma ligeira subestimativa (de cerca de 5 W) durante a maior parte do dia.

Para o painel inclinado, estas sobrestimativas estivais parecem migrar para o meio da manhã e a meio da tarde, um efeito ainda mais evidente no painel vertical, em que o modelo sobestima a geração fotovoltaica ao longo de todo o dia.

A figura 27 representa os desvios instantâneos para 3 inclinações em Faro.

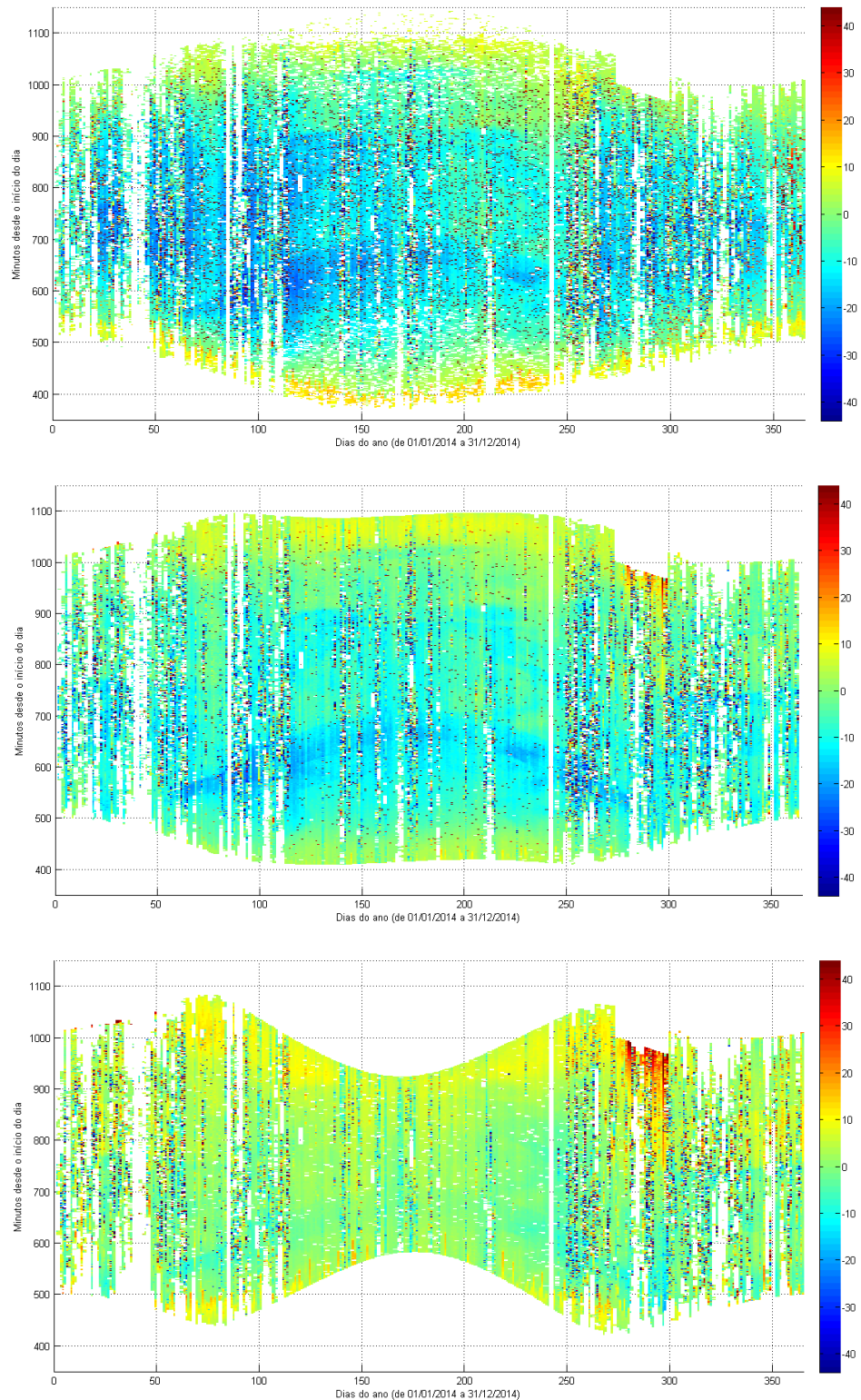


Figura 27 - Desvios (em W) obtidos entre a produção calculada e a produção medida nos módulos instalados na horizontal, inclinação ótima e vertical (de cima para baixo) da coluna C de Faro, ao longo de 2014

Embora distintos, as tendências gerais dos resultados para Seia (e.g. sobrestimação nas primeiras/últimas horas do dia no plano horizontal que ‘migram’ para o dia nos planos mais inclinados) confirmam-se para Faro.

Observa-se um ‘arco’ de subestimativa, particularmente evidente para os planos horizontal e inclinado, mas também presente para a superfície vertical, que sugere uma situação de sombreamento do piranómetro que monitoriza a radiação solar.

5.2.3. Efeito da fração de radiação difusa

Uma vez que a principal utilidade do modelo de Perez reside na possibilidade de transpor uma radiação difusa entendida como anisotrópica, do plano horizontal para um plano com uma determinada inclinação e orientação, importa perceber como é que o modelo se comporta perante diferentes frações de radiação difusa.

Para isso, definiram-se dez classes de frações de radiação difusa (de 10 em 10%) e agruparam-se todos os valores de geração fotovoltaica medida e todos os valores de geração calculada correspondentes a cada uma dessas classes. Posto isto, calcularam-se os desvios obtidos em cada classe e, com base neles, determinou-se, para cada uma delas, o valor médio anual do erro sistemático, do erro absoluto e do erro quadrático. Para facilitar a análise dos resultados, os erros médios obtidos foram normalizados pela média dos valores de geração medida em cada uma das classes de radiação difusa. Este exercício foi feito para todos os módulos fotovoltaicos do SunLab de Seia e do SunLab de Faro.

Nas figuras 28 e 29, apresenta-se, para cada uma das localizações, as três medidas de erros para as três inclinações.

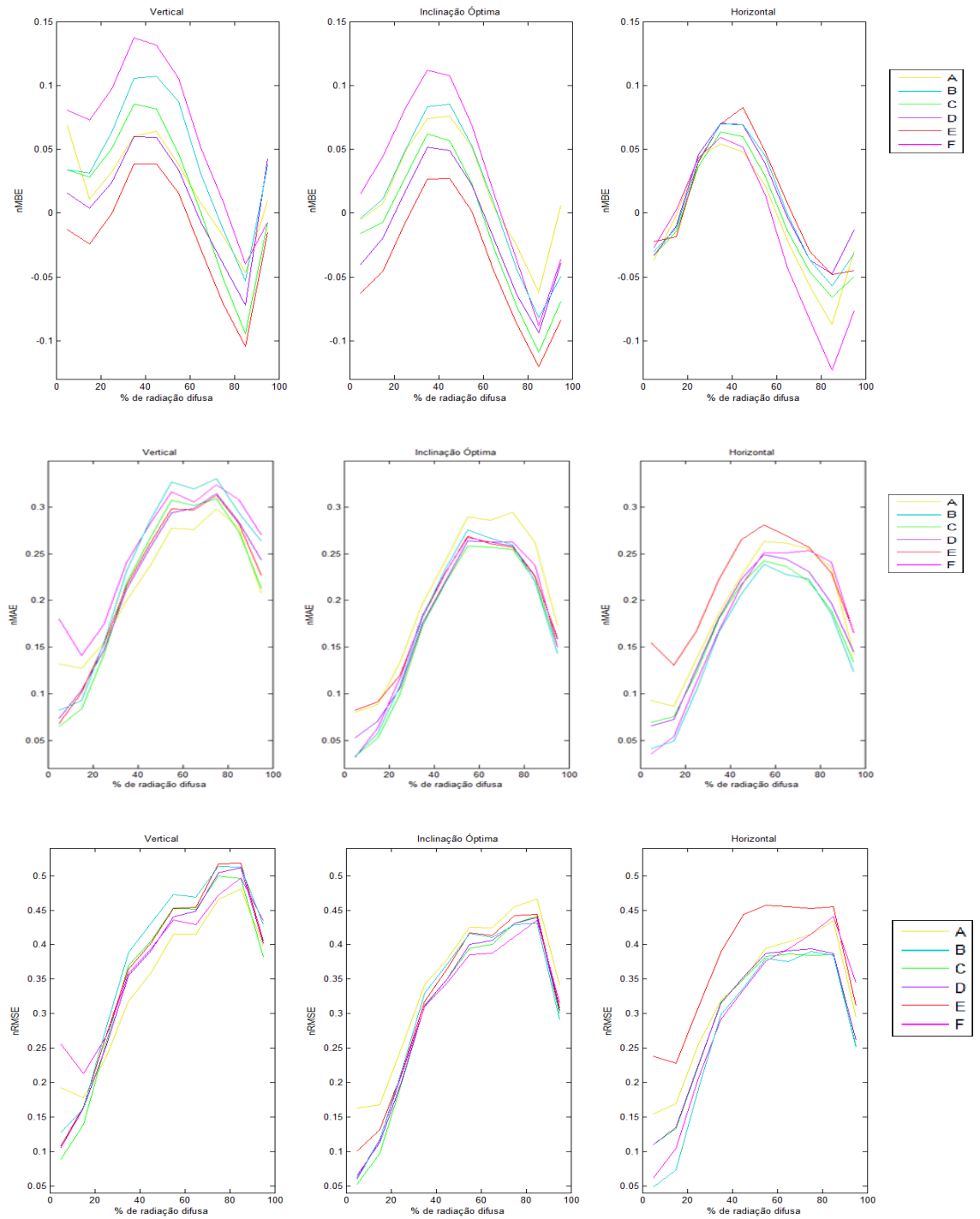


Figura 28 - nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Seia, em função da fração de difusa

Pode constatar-se que, para todos os módulos e para as três inclinações estudadas, os erros sistemáticos (nMBE) máximos ocorrem sempre para cerca de 40% de radiação difusa (sobrestimação da produção) e para cerca de 85% de radiação difusa (subestimação da produção). Observa-se também que a inclinação dos painéis promove a sobrestimação da geração fotovoltaica; a distribuição do MBE sofre uma translação para cima, mais relevante para os painéis verticais do que para os painéis inclinados.

Relativamente ao nMAE e ao nRMSE, observa-se que os valores máximos tendem a ocorrer sempre para uma mesma fração de radiação difusa (cerca de 60%) quando o nMBE é mínimo. Isto significa que, nestas condições, a magnitude das subestimativas tende a igualar a das sobrestimativas – o que sugere uma predominância de erros aleatórios. Regista-se também uma tendência generalizada para aumentar o erro absoluto com o aumento da inclinação – a única exceção é o painel com inclinação ótima E, cujos valores de nMAE são inferiores aos obtidos para o painel horizontal da mesma coluna. Esta tendência é provavelmente resultado da variação do erro sistemático com a inclinação assinalada anteriormente.

Podemos, portanto, concluir que o modelo parece ser mais adequado quando a fracção de radiação difusa é inferior a 30% (dias de céu limpo) ou se aproxima de 100% (com céus completamente cobertos). Para a maioria dos módulos, há uma tendência para sobrestimar a produção quando a fração de difusa é moderadamente baixa e para subestimar a produção quando a fração de difusa é elevada ou muito baixa. Estas conclusões são confirmadas com os resultados para Faro (fig. 29), qualitativamente semelhantes.

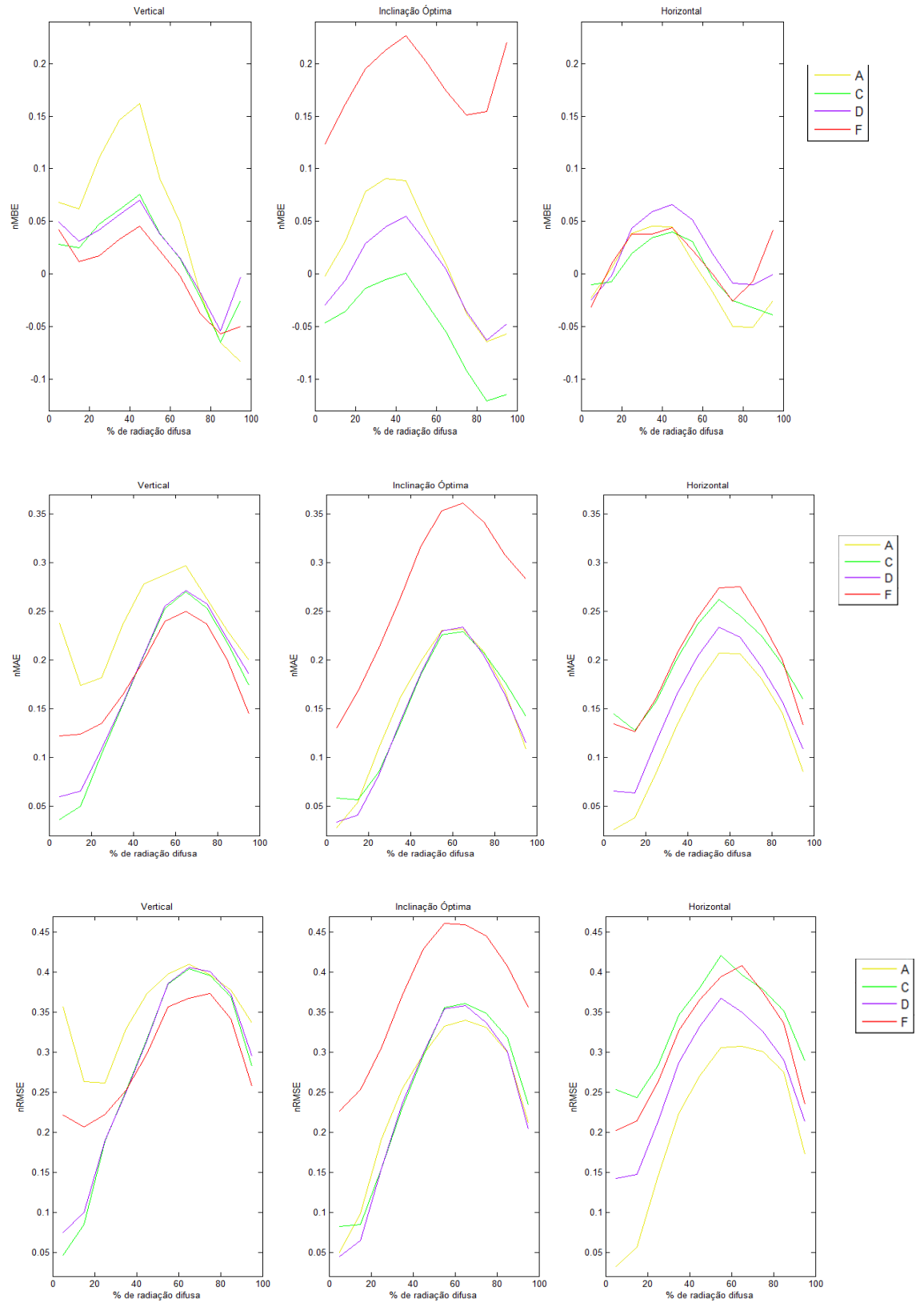


Figura 29 - nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Faro, em função da fração de difusa

Contudo, verifica-se que a variação do nMBE com o aumento da inclinação é ainda mais distinto para os quatro modelos de painéis em estudo: no modelo A, o nMBE aumenta com o aumento da inclinação; no modelo C, o nMBE é menor para a inclinação ótima, no modelo D, o nMBE varia pouco com a inclinação (embora também pareça ser ligeiramente menor para a inclinação ótima) e no modelo F o nMBE é bastante maior para o painel instalado na inclinação ótima. É de realçar que estes comportamentos não são idênticos aos dos painéis homólogos instalados em Seia.

Os erros médios absolutos e quadráticos são mais relevantes em condições de radiação difusa da ordem dos 60%, precisamente quando as condições são mais propícias para os erros aleatórios experimentais associados a variações abruptas desfasadas da radiação devido à passagem de nuvens identificadas na secção 5.1.2.

5.2.4. Efeito da altura solar

A figura 30 representa a variação dos erros médios anuais em função da altura solar para a estação de Seia.

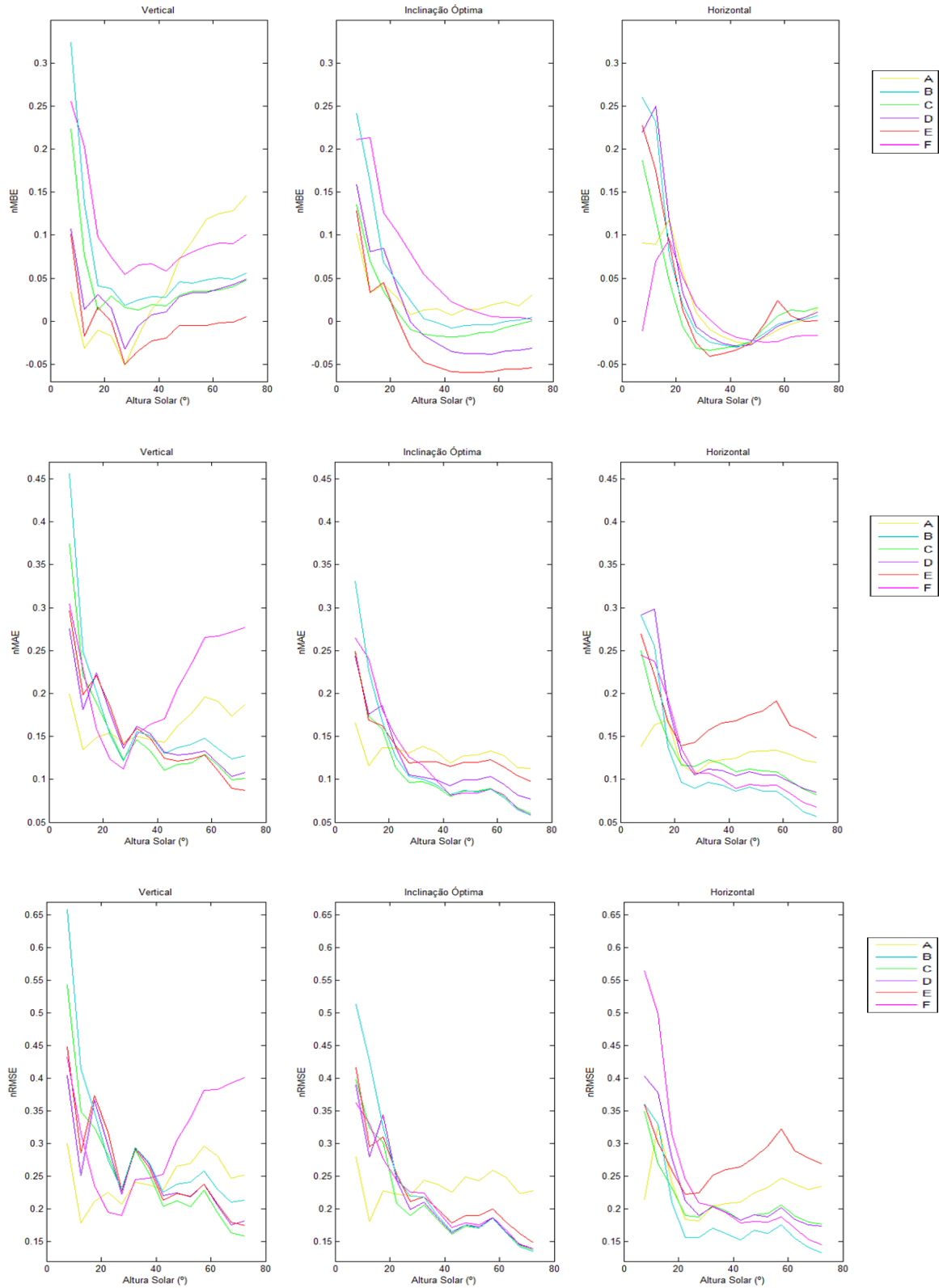


Figura 30 - nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Seia, em função da altura solar

Verifica-se que, para a maioria dos módulos horizontais e instalados na inclinação óptima, há uma tendência para sobrestimar bastante (entre 10 e 25%) a produção quando a altura solar é inferior a 20°. Para alturas solares superiores a 20°, os erros sistemáticos deixam de ser relevantes (por vezes são ligeiramente negativos, mas as subestimativas quase não ultrapassam os 5%). Estes resultados sugerem uma sobrestimação da radiação solar medida no início e fim do dia que pode resultar de efeitos do horizonte ou a uma resposta menos eficiente dos sensores. Embora provavelmente menos relevante, também poderia ser em parte justificado por uma sobrestimação da radiação reflectida, por estarmos a considerar reflectividades médias superiores à realidade.

Para os módulos verticais, este comportamento é um pouco diferente - o que se deverá, provavelmente, ao facto de, nestes casos, os erros introduzidos por ângulos de incidência muito elevados “concorrer” com a altura solar (quando a altura solar é mais elevada é precisamente quando o ângulo de incidência da radiação sobre estes painéis é maior, o que poderá contribuir também para o aumento dos erros).

Relativamente aos erros absolutos e quadráticos, observa-se que, para a maioria dos módulos horizontais e instalados na inclinação óptima, a magnitude dos erros diminui com o aumento da altura solar. Apesar de esta diminuição também se manifestar na maioria dos módulos verticais (os módulos A e F são excepções), o efeito acontece de uma forma um pouco mais acidentada, provavelmente devido aos motivos já mencionados.

Importa referir também que, sendo a produção tipicamente mais alta para alturas solares maiores (sobretudo nos módulos com inclinação óptima e nos módulos horizontais; para os módulos verticais, o pico da produção deverá ocorrer para alturas solares intermédias), o denominador utilizado para normalizar os erros nestas condições, terá sido maior.

A fig. 31 representa os erros em função da altura solar para a estação de Faro. Os resultados são qualitativamente semelhantes aos de Seia.

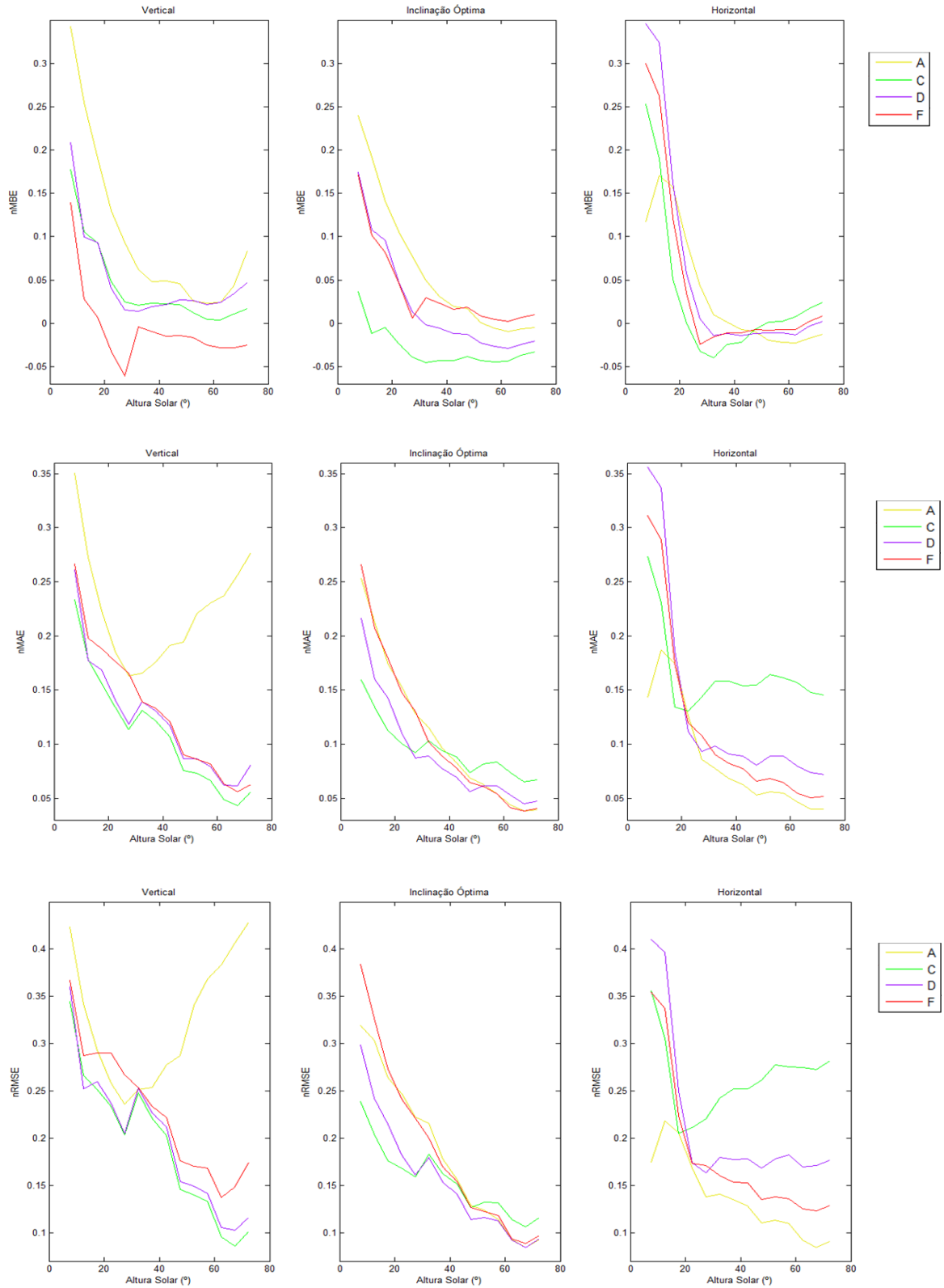


Figura 31 – nMBE, nMAE e nRMSE obtidos para Faro, em função da altura solar

5.2.5. Efeito do ângulo de incidência

O efeito do ângulo de incidência só será relevante quando temos radiação direta. As figs. 32 e 33 apresentam os desvios em função do ângulo de incidência para Seia e Faro, respetivamente. Pode observar-se que, para a maioria dos módulos, a produção é bastante sobrestimada (erros sistemáticos e aleatórios) para ângulos de incidência superiores a 70° . Antes de tudo, este resultado reflecte uma limitação (sistemática) do modelo de conversão de radiação solar pois sabemos que para radiação rasante a reflectividade dos módulos aumenta drasticamente, um efeito não incluído no modelo. Do ponto de vista dos erros aleatórios, é de salientar a relevância da sujidade e incertezas sobre a posição do sol, alinhamento dos painéis e sensores, etc. muito mais sensíveis em condições de radiação rasante.

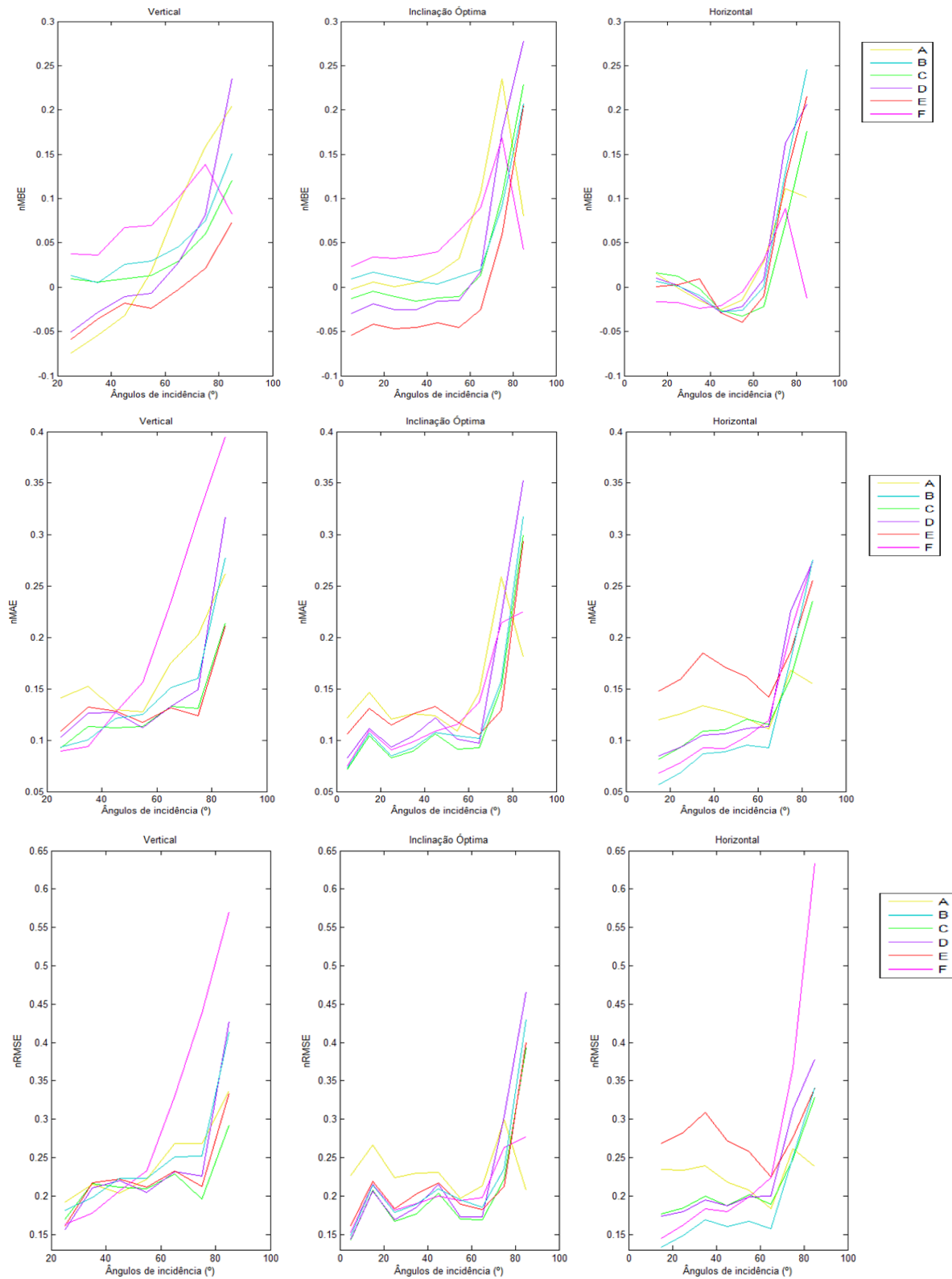


Figura 32 – nMBE, nMAE e nRMSE em função do ângulo de incidência em Seia

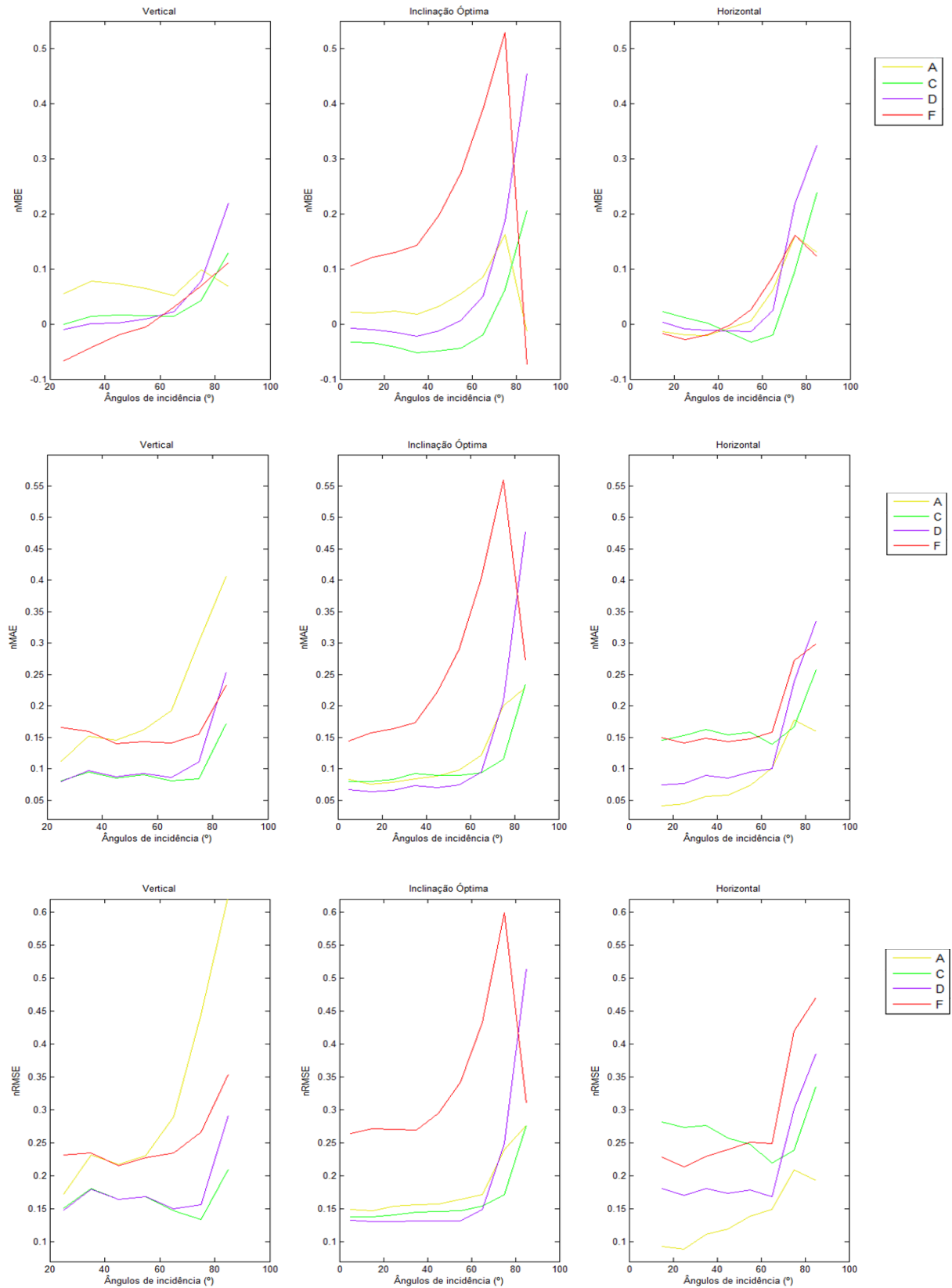


Figura 33 - nMBE, nMAE e nRMSE em função do ângulo de incidência para Faro

5.3. Considerações finais

Na Tabela 11 encontram-se sistematizados os resultados obtidos para os SunLabs de Seia e de Faro. Os valores de nMBE, nMAE e nRMSE que aqui se apresentam para cada uma das inclinações (horizontal, ótima e vertical) são as médias dos resultados obtidos para todos os módulos de cada uma dessas inclinações que foram considerados. Ou seja, para o caso de Seia, os valores que se apresentam para a horizontal/inclinação ótima/vertical são a média dos resultados obtidos para os módulos A, B, C, D, E e F instalados na horizontal/inclinação ótima/vertical. Para o caso de Faro, os valores que se apresentam para a horizontal/inclinação ótima/vertical são a média dos resultados obtidos para os módulos A, C, D e F instalados na horizontal/inclinação ótima/vertical.

Tabela 11 - Médias (e coeficientes de variação, “c.v.”) dos valores dos erros médios anuais obtidos para os módulos horizontais, para os módulos com inclinação ótima e para os módulos verticais instalados nos SunLabs de Seia e de Faro. Os valores médios que aqui se apresentam dizem respeito aos resultados obtidos para todos os módulos de uma mesma inclinação considerados em cada um dos SunLabs

	Seia			Faro		
	Horizontal	Inclinação Ótima	Vertical	Horizontal	Inclinação Ótima	Vertical
nMAE (%)	12.4 (c.v.=0.2)	11.4 (c.v.=0.1)	15.2 (c.v.=0.1)	12.0 (c.v.=0.4)	11.5 (c.v.=0.5)	13.9 (c.v.=0.3)
nRMSE (%)	23.1 (c.v.=0.2)	21.4 (c.v.=0.1)	25.5 (c.v.=0.1)	21.8 (c.v.=0.3)	19.2 (c.v.=0.4)	23.2 (c.v.=0.2)
nMBE (%)	-0.3 (c.v.=1.0)	0.2 (c.v.=15.0)	2.8 (c.v.=1.1)	0.7 (c.v.=0.9)	4.1 (c.v.=2.2)	3.5 (c.v.=0.7)
% difusa	29.7			26.6		

Em baixo de cada valor, entre parêntesis, apresenta-se também o correspondente coeficiente de variação (definido como a razão entre o desvio-padrão dos dados utilizados e a média dos mesmos). Um coeficiente de variação (c.v.) igual ou superior a 1 é indicativo de uma variabilidade muito elevada, o que na prática significa que foram obtidos resultados muito diferentes para os módulos considerados. Apresenta-se ainda, para cada localidade, a percentagem média anual de radiação difusa (% difusa).

Para o nMAE e para o nRMSE, observa-se que os erros obtidos são relativamente baixos (o nMAE máximo é de 15.2% e o nRMSE máximo é de 25.5%). Observa-se também que a magnitude dos erros obtidos para os módulos instalados na vertical e na inclinação ótima não difere muito da magnitude dos erros obtidos para os módulos instalados na horizontal. Verifica-se, aliás, que os erros obtidos para o módulo instalado na inclinação ótima (no qual o modelo de Perez já teve alguma influência) são sempre inferiores aos obtidos para o módulo instalado na horizontal (no qual os erros se devem maioritariamente à aplicação do modelo de conversão fotovoltaica e, sobretudo, à já discutida dessincronização entre radiação e geração solar associada à passagem de nuvens). Isto sugere que o modelo de Perez funciona bastante bem quando se consideram condições ótimas. Para os módulos verticais, o erro obtido é um pouco superior, talvez pelo facto de, nestes casos, a influência da componente refletida (sobre a qual pairam consideráveis incertezas) ser particularmente relevante.

Relativamente aos erros sistemáticos, pode verificar-se que a maioria dos valores de nMBE aqui representados são médias calculadas a partir de resultados que denotam uma elevada variabilidade (c.v. ≥ 1), pelo que estas poderão ser um pouco enganadoras – veja-se o caso dos módulos de Seia instalados na inclinação ótima, que, em média, apresentam um erro sistemático médio anual quase nulo devido ao facto de haver um equilíbrio entre os módulos que apresentam um nMBE negativo e os que apresentam um nMBE positivo (Tabela 7). De qualquer forma, podemos também verificar que este efeito não se observa nos módulos verticais – para a maioria destes o nMBE é positivo. Nos módulos inclinados e verticais de Faro, o nMBE, embora bastante variável, tende a ser positivo.

Observa-se ainda que, globalmente, os erros são ligeiramente mais elevados para Seia do que para Faro. O facto de, nesta região, a percentagem média anual de radiação difusa ser também ligeiramente mais elevada pode contribuir parcialmente para este resultado (quanto maior for a percentagem de difusa, maior é o impacto que eventuais erros existentes na transposição desta componente exercem sobre o resultado final).

Relativamente à aplicabilidade do modelo para diferentes estados atmosféricos, apesar de se ter constatado uma tendência para sobrestimar ligeiramente a produção quando a fração de difusa é moderadamente baixa e para subestimar ligeiramente a produção quando a fração de difusa é elevada ou muito baixa, os resultados obtidos em termos de nMAE e de nRMSE permitem dizer que o modelo é bastante adequado para frações de radiação difusa inferiores a 30% (dias de céu limpo) ou próximas de 100% (dias com céus completamente cobertos).

Verificou-se também uma tendência para sobrestimar a produção quando a altura solar é menor (inícios e finais de dia) e quando o ângulo de incidência é maior (também nos inícios e finais de dia para os módulos instalados na inclinação ótima e na horizontal, meio do dia para os módulos verticais). Estas constatações deverão estar, porém, maioritariamente associadas a limitações do modelo de conversão fotovoltaica utilizado, já que este não tem em consideração o facto de, para a radiação rasante, a refletividade dos módulos ser muito grande (e de, consequentemente, a sua produção ser muito inferior à teórica).

Capítulo 6 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Neste trabalho, foi implementado o modelo de Perez para o cálculo da distribuição angular da radiação solar, com vista à sua futura integração no projeto PVCITY.

O modelo foi implementado com base em dados experimentais cedidos pela EDP Inovação, recolhidos nos SunLabs de Seia e de Faro. Uma vez que as medições de irradiância disponíveis eram apenas referentes ao plano horizontal, para poder testar o modelo de Perez foi necessário desenvolver um modelo de conversão fotovoltaica que transformasse o *output* do modelo de radiação em valores de geração fotovoltaica, comparáveis com os dados obtidos nos módulos instalados na horizontal, na inclinação ótima e na vertical.

Sendo os erros obtidos globalmente baixos (nMAE e nRMSE máximos de 15.2% e de 25.5%, respetivamente) e sendo o aumento da sua magnitude pouco significativo dos módulos horizontais para os verticais, pode afirmar-se que, para ambas as localidades, é adequado aplicar o modelo de Perez para efetuar a transposição da radiação difusa do plano horizontal para o plano inclinado (sobretudo para a inclinação ótima).

Os resultados da validação sugerem também que o desempenho do modelo é melhor para dias de céu limpo e para dias de céu completamente coberto. Para percentagens de radiação difusa na ordem de 60% (quando as condições são mais propícias para os erros aleatórios experimentais associados a variações abruptas desfasadas da radiação devido à passagem de nuvens), os erros médios absolutos e quadráticos tornam-se mais relevantes.

Embora as diferenças sejam ligeiras, observou-se que os erros obtidos tendiam a ser um pouco maiores em Seia do que em Faro e verificou-se também que, em Seia, a percentagem anual de radiação difusa era ligeiramente superior. Para averiguar se esta correlação é significativa, seria interessante alargar, no futuro, este estudo a outras localidades e a mais anos de dados.

Além disso, de modo a caracterizar o desempenho do modelo de Perez de uma forma mais completa, seria importante explorar ainda outros azimutes - todos os módulos se encontravam direcionados para Sul, pelo que apenas se pôde considerar esta orientação.

Referências Bibliográficas

- [1] V. Badescu, *Modeling Solar Radiation at the Earth ' s Surface*. 2008.
- [2] C. Magarreiro, M. C. Brito, and P. M. M. Soares, "Assessment of diffuse radiation models for cloudy atmospheric conditions in the Azores region," *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 538–547, 2014.
- [3] S. Freitas, C. Catita, P. Redweik, and M. C. Brito, "Modelling solar potential in the urban environment: State-of-the-art review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 915–931, 2015.
- [4] M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*. 1983.
- [5] C. A. Gueymard, "Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications," *Sol. Energy*, vol. 83, no. 3, pp. 432–444, 2009.
- [6] R. C. Temps and K. L. Coulson, "Solar radiation incident upon slopes of different orientations," *Sol. Energy*, vol. 19, no. 2, pp. 179–184, 1977.
- [7] B. Y. H. Liu and R. C. Jordan, "The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation," *Sol. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 1–19, 1960.
- [8] P. S. Koronakis, "On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area," *Sol. Energy*, vol. 36, no. 3, pp. 217–225, 1986.
- [9] V. Badescu, "3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces," *Renew. Energy*, vol. 26, no. 2, pp. 221–233, 2002.
- [10] J. E. Hay, "Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces," *Sol. Energy*, vol. 23, no. 4, pp. 301–307, 1979.
- [11] C. J. Willmott, "On the climatic optimization of the tilt and azimuth of flat-plate solar collectors," *Sol. Energy*, vol. 28, no. 3, pp. 205–216, 1982.
- [12] A. Skartveit and J. Asle Olseth, "Modelling slope irradiance at high latitudes," *Sol. Energy*, vol. 36, no. 4, pp. 333–344, 1986.
- [13] C. Gueymard, "An anisotropic solar irradiance model for tilted surfaces and its comparison with selected engineering algorithms," *Sol. Energy*, vol. 38, no. 5, pp. 367–386, 1987.
- [14] T. Muneer, "Solar radiation model for Europe," *Build. Serv. Eng. Res. Technol.*, vol. 11, no. 4, pp. 153–163, 1990.
- [15] T. M. Klucher, "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces," *Sol. Energy*, vol. 23, no. 2, pp. 111–114, 1979.
- [16] D. T. Reindl, W. A. Beckman, and J. A. Duffie, "Evaluation of hourly tilted surface radiation models," *Sol. Energy*, vol. 45, no. 1, pp. 9–17, 1990.
- [17] R. Perez, R. Stewart, C. Arbogast, R. Seals, and J. Scott, "An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation," *Sol. Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 481–497, 1986.
- [18] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, and D. Menicucci, "A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces," *Sol. Energy*, vol. 39, no. 3, pp. 221–231, 1987.
- [19] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance," *Sol. Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, 1990.
- [20] C. Demain, M. Journée, and C. Bertrand, "Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces," *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 710–721, 2013.

- [21] W. Yao, Z. Li, Q. Zhao, Y. Lu, and R. Lu, "A new anisotropic diffuse radiation model," *Energy Convers. Manag.*, vol. 95, pp. 304–313, 2015.
- [22] M. Steven, "Standard distributions of clear sky radiance," *Q. J. R. Meteorol. Soc.*, vol. 103, no. 437, pp. 457–465, 1977.
- [23] B. L. J. McArthur and J. E. Hay, "A technique for mapping the distribution of diffuse solar radiation over the sky hemisphere," *Journal of Applied Meteorology*, vol. 20, pp. 421–429, 1981.
- [24] C. G. Justus and M. V. Paris, "A Model for Solar Spectral Irradiance and Radiance at the Bottom and Top of a Cloudless Atmosphere," *Journal of Climate and Applied Meteorology*, vol. 24, no. 3, pp. 193–205, 1985.
- [25] A. P. Brunker and F. C. Hooper, "Anisotropic sky radiance model based on narrow field of view measurements of shortwave radiance," *Sol. Energy*, vol. 51, no. 1, pp. 53–64, 1993.
- [26] P. G. Loutzenhiser, H. Manz, C. Felsmann, P. A. Strachan, T. Frank, and G. M. Maxwell, "Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation," *Sol. Energy*, vol. 81, no. 2, pp. 254–267, 2007.
- [27] A. M. Noorian, I. Moradi, and G. A. Kamali, "Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces," *Renew. Energy*, vol. 33, no. 6, pp. 1406–1412, 2008.
- [28] D. A. Chwieduk, "Recommendation on modelling of solar energy incident on a building envelope," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 736–741, 2009.
- [29] E. G. Evseev and A. I. Kudish, "The assessment of different models to predict the global solar radiation on a surface tilted to the south," *Sol. Energy*, vol. 83, no. 3, pp. 377–388, 2009.
- [30] P. Ineichen, "Global irradiance on tilted and oriented planes: model validations," *Univ. Geneva*, no. February, 2011.
- [31] S. A. Khalil and A. M. Shaffie, "A comparative study of total, direct and diffuse solar irradiance by using different models on horizontal and inclined surfaces for Cairo, Egypt," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 853–863, 2013.
- [32] R. Wattan and S. Janjai, "An investigation of the performance of 14 models for estimating hourly diffuse irradiation on inclined surfaces at tropical sites," *Renew. Energy*, vol. 93, pp. 667–674, 2016.
- [33] Y. Sun, H. Su, C. F. J. Wu, and G. Augenbroe, "Quantification of model form uncertainty in the calculation of solar diffuse irradiation on inclined surfaces for building energy simulation," *Proc. BS 2013 13th Conf. Int. Build. Perform. Simul. Assoc.*, vol. 1493, no. September 2016, pp. 71–78, 2015.
- [34] M. Panão, "Solar energy resource." 2014.
- [35] World Meteorological Organization, "Chapter 8 Measurement of Sunshine Duration," vol. 16, no. 1989, 2012.
- [36] F. Kasten, "A new table and approximate formula for relative optical air mass," *Arch. für Meteorol. Geophys. und Bioklimatologie*, vol. 14, no. Series B, pp. 206–223, 1966.
- [37] ACPA, "Albedo: a measure of pavement surface reflectance," *Am. Concr. Pavement Assoc. Assoc.*, 2002.

